目　　录

第一篇　新疆油气区地质概述

第二篇　准噶尔盆地





CONTENTS

第一篇　新疆油气区地质概述

第一章　自然地理概况

新疆维吾尔自治区，位于中国西北边陲，横跨东经 73°30′到 96°10′之间，南、北端分别为北纬 34°15′和 49°30′，面积 164 万多平方千米，约占全国面积的六分之一，是我国面积最大的一个省区。本区四周高山环绕，东北部有阿尔泰山；西北部为塔尔巴哈台山、扎依尔山、玛依力等山；西南部为帕米尔高原及喀喇昆仑山；南部为昆仑山及阿尔金山。中部雄伟的天山山脉，东西绵延 1700 多千米，把新疆分成南北两部分，塔里木盆地在天山以南，准噶尔盆地在天山以北。天山及四周山脉中还有许多大小不等、宽阔平坦的山间盆地，主要有吐鲁番—哈密、伊宁、特克斯、焉耆、库米斯、大小尤尔都什等盆地。北疆山地以博格达山为最高，最高峰海拔 5445 米；阿尔泰山海拔一般在 3000 米以上；西部山地海拔一般为 2000～3000 米。南部山地海拔一般在 4000 米以上，西南部的帕米尔高原地势高峻，素有世界屋脊之称；乔戈里峰海拔为 8611 米，是世界第二高峰；公格尔山和幕士塔格山海拔都在 7500 米以上。上述山峰终年积雪，多冰川。

天山南北为盆地及平原，地形起伏反差小。塔里木盆地，西高东低，海拔在 760～1500 米之间。准噶尔盆地，东高西低，海拔在 250～1000 米之间。山间盆地中，以吐鲁番的艾丁湖为最低，海拔为−154 米，是我国陆地上最低洼的地方。盆地内大部分是沙漠、戈壁和盐碱地，河流、湖泊、绿洲较少。

新疆地区的河流都发源于盆地周边冰雪覆盖的山区。主要河流有额尔齐斯河、乌伦古河、额敏河、玛纳斯河、伊犁河、开都河、孔雀河、渭干河、阿克苏河、叶尔羌河、和田河、塔里木河、车尔臣河。其中除额尔齐斯河和伊犁河流入国外，余者全部流入盆地内部，年径流量可达 600 亿立方米以上，是新疆肥沃绿洲的水力资源。

新疆各类湖泊较大者有 52 个，总面积约 9700 平方千米。主要的湖泊有乌伦古湖、玛纳斯湖、艾比湖、赛里木湖、巴里坤湖、博斯腾湖、台特马湖和罗布泊。除博斯腾湖为淡水湖外，余者都是咸水湖。这些湖泊都位于山间盆地或内流盆地的低洼部分，为河流尾水潴积而成。此外，阿尔金山以南的雅格库木湖和阿次克湖等则属于高原湖泊。上述咸水湖使新疆食盐资源十分丰富。

新疆属典型的大陆性气候，干燥少雨，年温差和日温差都很大，北疆年温差一般在 40℃以上，南疆稍小，在 30℃以上。“早穿棉袄，午穿纱”，是新疆大陆性气候的真实写照。夏季酷热，冬季严寒，夏季气温高达 40℃以上，冬季气温低达零下 40℃。吐鲁番是我国夏季最热的地方，自古有“火洲”之称，7 月份平均气温高达 33～38℃。1975 年 7 月 13 日测得绝对气温高达 49.6℃。阿尔泰是我国冬季最冷的地区之一，1969 年 1 月 26 日富蕴曾出现−52℃的低温天气。

区内降水量稀少，且呈由北向南减少的趋势。位于迎风面的天山北坡和阿尔泰山西南坡，有较多的降水量，年降水量一般在 300 毫米以上，最多可达 600 毫米。北疆冬雪较多，南疆因有天山阻挡，降水量更少。帕米尔高原和昆仑山西部，年降水量在 200 毫米左右。昆仑山东部和阿尔泰山降水量在 50～100 毫米之间。塔里木盆地腹部年降水量小于 50 毫米，其东南的若羌一带仅 10 毫米左右，是新疆降水量最少的地区。

区内沙漠分布极广，总面积达388510平方千米，占新疆总面积的23.5%。主要有塔里木盆地的塔克拉玛干沙漠，面积达326000平方千米，是我国最大的沙漠；准噶尔盆地的古尔班通古特沙漠，面积49150平方千米，为我国第二大沙漠；吐鲁番—哈密盆地的库姆塔克沙漠，面积2723平方千米；伊宁盆地的卡拉库姆沙漠，面积约500平方千米；焉耆盆地的阿克库姆沙漠，面积约137平方千米；还有阿尔金山北麓以及其他地区，在新疆境内的沙漠尚有10000平方千米面积。古尔班通古特沙漠，植被可达20%以上，形成固定—半固定沙漠类型，但地下潜水面较深。塔克拉玛干沙漠，植被稀疏，沙丘绝大部分处于裸露状态，以流动沙漠类型为主，但地下水面较浅。

新疆的植被，受地形、气候、土壤和水等多因素的影响，但水起决定性作用。新疆的平原大部为戈壁荒滩，基本上没有植被。在山麓冲积扇边缘，常有地下水溢出，形成一片芦草、蒲草等植被。在地下水位很浅的地区常形成盐碱地，生长穗木、梭梭柴、红柳等植被。河流两岸，广泛分布稀疏的林带和绿洲，生长以胡杨、灰杨为主的阔叶林并伴有红柳灌丛，有些地方则以梭梭柴为主。由于降水量随高度递增，使得降水量较多的北疆山区，出现特殊的自然景观。从山麓至山顶，依次分布戈壁荒漠、山地草原、山地森林、高山草甸、高山山垫植被的垂直结构。但在南疆，山地森林已被山地草原所代替。而昆仑山和阿尔金山，荒漠带一直上延到与雪线相接。总观新疆境内，雪山、沙漠、戈壁、水系、绿洲相互映衬，酷暑与严冬交替，构成中亚腹地特殊的自然景观和气候条件。

新疆农业主要分布在天山南北的冲积平原和河流沿岸，吐鲁番、哈密一带还修建了从地下引水灌溉的“坎儿井”工程。全区耕地4700多万亩，粮食作物占播种面积的80%左右，以小麦、玉米为主；经济作物有棉花、油菜、甜菜、瓜果，以新疆细长绒棉、吐鲁番的葡萄、哈密的瓜最著名。畜牧业遍及全区，以羊为主，新疆细毛羊，伊犁和巴里坤的马，驰名全国。

新疆有丰富的煤、铁、石油、有色金属和食盐等矿产资源。已发现的各类矿产有118种，其中有18种已探明储量居西北五省区第一位。新疆的塔里木、准噶尔、吐鲁番—哈密盆地，油气资源十分丰富，其远景储量居全国首位。区内已建立起钢铁、煤炭、石油、电力、冶金、化工、机械、纺织、皮革、制糖等现代工业。随着改革开放，又一批现代化企业迅速兴起。到1990年，农牧业连续13年丰收，工业生产资源优势产业得到迅速发展。

新疆总人口1300多万，主要由13个民族组成，有维吾尔、汉、哈萨克、回、柯尔克孜、蒙古、俄罗斯、锡伯、塔吉克、乌孜别克、塔塔尔、达斡尔、满族等。维吾尔族人口594.9万多人，占全疆人口的45%，分布在全疆各地，尤以和田、喀什、阿克苏和库尔勒4个地区聚居最多。汉族人口528万多，约占全疆人口的40%。哈萨克族人口约90万，主要聚居在伊犁、木垒、巴里坤等地。回族人口57万多人，主要聚居在昌吉、焉耆等地。蒙古族人口11万多人，主要聚居在巴音郭楞、博尔塔拉、和布克赛尔等地。柯尔克孜族人口11万多人，主要聚居在克孜勒苏、柯尔克孜等地。锡伯族有2.7万多人，塔吉克族有2.6万多人，乌孜别克族有1.2万多人，满族有9000多人，达斡尔族有4000多人，塔塔尔族有4000多人，俄罗斯族有2000多人，还有其他民族约5万人。

新疆交通发达，昔日的丝绸之路，现今已建成以公路为主，辅以铁路、航空的交通运输网。公路有以乌鲁木齐为中心，分别沟通全区各县市的环形线及甘新、青新、新藏等省际公路干线。兰新铁路把新疆同内地联成一体，横穿天山的南疆铁路，吐鲁番至库尔勒段已通车

运营，乌鲁木齐至边界阿拉山口的北疆铁路已通车。民航以乌鲁木齐为中心，通往北京和内地的主要城市，还有9条区内航线，可至哈密、库尔勒、和田、喀什、阿克苏、伊宁、克拉玛依、富蕴、阿勒泰等地。

第二章　石油勘探概况

新疆地域辽阔，沉积盆地大，沉积盖层厚，生、储油层多，局部构造和圈闭类型多，油气资源十分丰富。新疆人民群众很早就认识和利用当地的石油。从1936年起，利用钻井技术对独山子油田进行勘探和开采。1950年起，开展了大规模的地质调查和石油勘探工作，主要在准噶尔盆地、吐—哈（吐鲁番—哈密）盆地和塔里木盆地内进行，获得了丰硕的成果和显著的经济效益。在准噶尔盆地、吐—哈盆地、塔里木盆地，都找到了一些油气田（图1–2–1）。

第一节　萌芽发展时期

1950年以前为新疆石油勘探的萌芽发展时期。最早关于新疆石油的记载，是唐朝李延寿撰《北史·西域列传》。书中记载了新疆库车一带的油苗，“龟兹国，在尉犁西北。……其国西北大山中有如膏者，流出成川，行数里入地，状如餬，甚臭。发齿已落者，能令更生。自后每使朝贡”。清朝末年，新疆布政史王树枏1909年编撰的《新疆山脉图志》和1911年编修的《新疆图志》，较多记载了新疆一些油苗产状和开采情况。例如，库车“铜川之麓有石油洞数处，前数年曾有土民淘取，每人一日采油二、三斤，惜提炼未得其法，不适于用，获利甚微”。塔城青石峡（今克拉玛依黑油山一带），“产石油，流溢山麓，质极浓稠。向有土人开采，用以燃灯”。乌苏独山子“有石油泉二，一在南麓，一在西麓，其色深紫，浮于水面，夏盛冬涸”。光绪三十三年（1907年），曾派人采独山子等地石油样品，到俄国巴库油田化验，据称“每百斤可提净油六十余斤”，决定“建厂购机试办”。清宣统元年（1909年），从俄国购进挖油机一座，运置独山子，开掘油井，深至七、八丈，“井内声如波涛，油气蒸腾，直涌而出，以火燃之，焰高数尺”。

1905、1906、1909年，俄国著名地质学家B.A.奥布鲁切夫三次到准噶尔盆地进行地质调查，编制了1：50万盆地地质图，并著有《边缘准噶尔》一书。书中记述了黑油山的沥青丘和乌尔禾沥青脉。提出其油源来自侏罗系以下地层，并指出天山山前带蕴藏着丰富的煤和石油资源。1927年，中（国）、瑞（典）组成西北科学考察团，在南北疆进行地质考察。我国著名的地质学家袁复礼教授等参加了这个考察团。采集了大量的古生物化石，发现了南北疆古生界海相地层、吉木萨尔三叠纪早期含古脊椎动物化石的地层及塔里木西南的晚白垩世至早第三纪的海相沉积，还在吐鲁番等地发现了沥青和油砂。1935年前后，著名地质学家谢家荣考察了阿克苏、拜城一带的石油情况。1942年，著名地质学家黄汲清、杨钟健带领地质队来新疆，主要对独山子及附近的四苏木、将军沟、安集海，以及库车铜厂和温宿县塔克拉克等地的石油产地进行地质调查，编写了“新疆油田地质调查报告”、“新疆乌苏县独山子石油及煤气矿床说明书”，对各地的构造、地层、油砂层等做出描述和评价。1945年，著名地质学家关士聪在吐鲁番、鄯善和吉木萨尔一带进行地质调查，编写了“吐鲁番膏田”、“煤窑沟煤田地质”、“七泉湖煤田地质”等。

1950年以前在新疆采用钻机进行勘探开采的只有独山子油田。1936年4月，苏联和

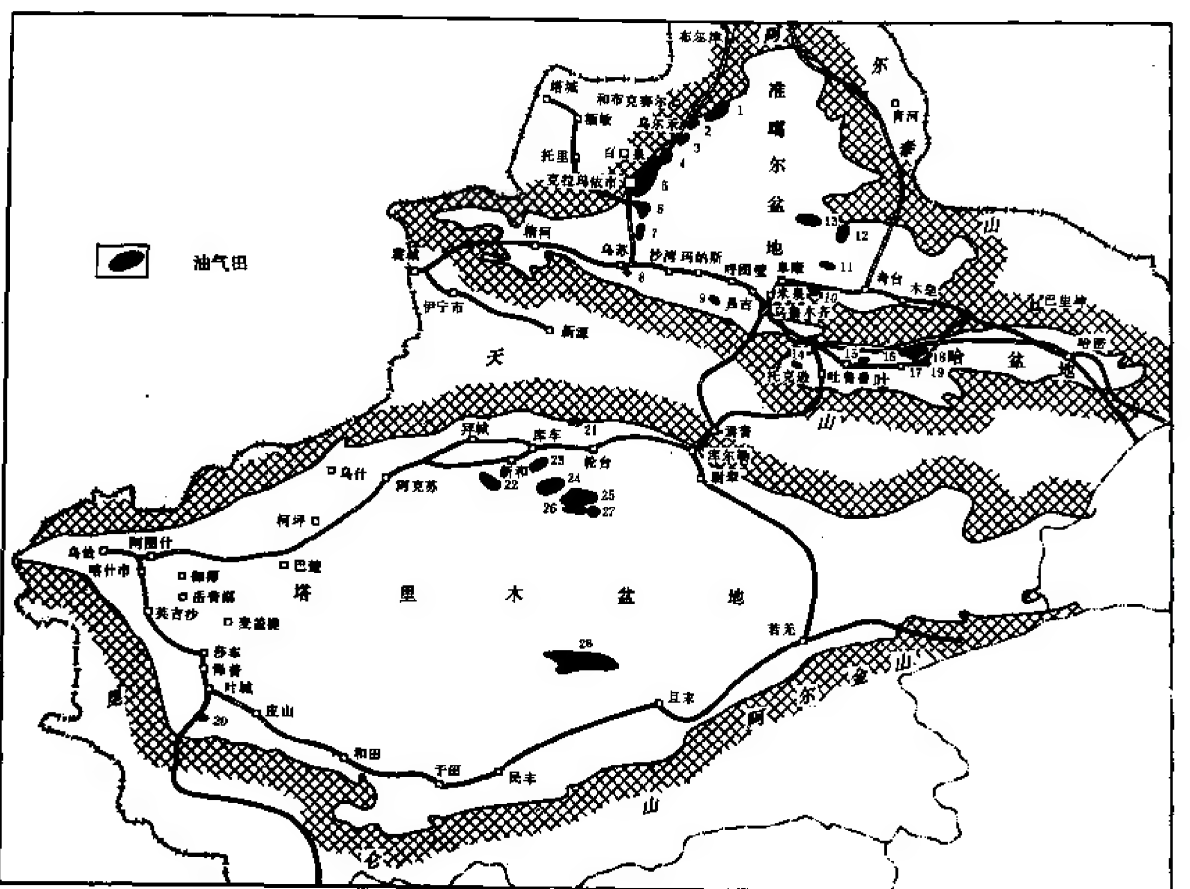


图 1-2-1　新疆油区油气田分布示意图

(国界依据 1989 年版中华人民共和国地图)

油田名称：1—夏子街；2—风成城；3—乌尔禾；4—百口泉；5—克拉玛依；6—红山嘴；7—车排了；8- 独山了；9—齐古；10—三台；11—北三台；12—火烧山；13—彩南；14—伊拉湖；15—胜金口；16—丘陵；17—鄯善；18—温吉桑；19—七克台；20—柯克亚；21—依奇克里克；22—英买力；23—东河塘；24—雅克拉；25—轮南；26—桑塔木；27—吉拉克；28—塔中 1 号



新疆地方政府联合组成独山子石油考察团（后改称石油考察厂，即独山子油矿的前身），首先使用钻机进行石油钻探，1936年9月第一口井开钻，次年1月14日喷出原油。这是一口200多米的浅井，初期日产油10多吨，储油层是第三系中新统“杂色层”。1936～1943年初，共钻井33口，总进尺14152米。最深的是21号井，井深1453米。原油产量最高的井是20号井，位于背斜南部，井深730米，初期日产原油40多吨，以后维持在10吨以上。钻成的33口井中，有11口井进行过采油。1942年，全矿有钻机11部，80马力锅炉16台，80马力柴油机4台，木质井架2部，铁质井架12部；炼油设备2套，一套是4口蒸馏锅组成的釜式蒸馏装置，另一套是日处理170吨的常压蒸馏炼油装置。全矿共有职工700多人。1942年是独山子油田产量最高的一年，年产原油达到7321吨。在抗日战争期间，独山子成为与玉门油矿齐名的油矿。1943年苏联召回专家，搬走各种钻采设备。此后，一直到1949年再未进行过勘探工作，油田原油产量一蹶不振，几经恢复，日产原油10～5吨，到1949年原油日产量只有2～3吨。1950年前独山子油矿，累产原油11497吨，加工原油11000吨，产汽油2200吨，煤油1650吨，柴油2172吨。

第二节 重点突破时期

1950～1960年为新疆石油勘探的重点突破时期。1950年3月，中国、苏联签定了创办中苏石油股份公司的协定。当年9月30日，中苏石油股份公司宣布成立，总经理部设在独山子。1954年10月12日，中苏两国政府发表联合公报，声明自1955年1月1日起，包括中苏石油股份公司在内的各股份公司中的苏联股份均移交给中华人民共和国。1954年12月31日，宣布中苏石油股份公司解体。1955年1月1日，成立新疆石油管理局。

这一时期恢复和发展了独山子油田的生产，发现了主力油层，探明了油田储量。油田的钻探工作，从1951年5月开始恢复。为了恢复生产和寻找新油层，1951年部署探井7口、生产井3口。当年完钻的38号井，在第三系中新统底部“下褐色层”获得较高的自喷油流，日产原油26吨，该井当年生产原油1844吨，占当年原油总产量的52.5%。此后，以“下褐色层”为主要目的层继续钻探，探明了石油地质储量。油田原油产量迅速恢复提高，1952年产油5.2万吨，1953年产油7万吨，1954年产油4.88万吨。由于储量少，加上开发不合理，油层能量急剧下降，油井产量迅速递减。1959年独山子油田停止钻探，1960年原油产量下降到0.17万吨，转向炼油生产。

1951～1952年，中苏石油股份公司曾在克拉玛依地区黑油山一带进行地质详查、电法勘探，并在沥青丘附近钻了4口浅井，见到不同程度的油气显示，但未获得工业油气流。1954年，由苏联和中国地质家等10人组成地质队，在克拉玛依—乌尔禾地区完成了1∶10万的地质普查，提出了新认识、新观点。他们认为，克拉玛依—乌尔禾地区属于准噶尔盆地北部地台区，这一地区的沥青丘、沥青脉和沥青砂岩露头，都是石油在盆地中心生成后，汇聚和运移过程中形成的，预示着沥青丘以南有石油的大量聚集；克拉玛依—乌尔禾地区含油远景很好，最有希望的是沥青丘露头以南，玛纳斯河以北约900平方千米的广大地区，建议进行详细的地球物理勘探和深井钻探。苏联地质家还认为，准噶尔盆地的大油田在盆地西北缘，而不是在南缘的山前坳陷，提出走向西北、走向地台的新观点。苏联地质家的观点和建议，得到新疆石油公司和部领导的支持和重视。1955年1月，拟定了“黑油山地区深井钻探总体设计”。在北京召开的第六次全国石油勘探会议上，对黑油山地区的钻探方案进行了讨

论，并决定在这个地区钻 2 口深探井，以探明侏罗系含油气情况及西北缘的地质构造。1 号井位于克拉玛依南黑油山局部构造上，在黑油山沥青丘东南 5.5 千米处。该井于 1955 年 7 月 6 日开钻，10 月 29 日于井深 620 米完钻试油，喷出原油和天然气，11 月 1 日测得 10 毫米油嘴 8.5 小时原油产量 6.95 吨，出油层位在井深 487.5～507.5 米，属中三叠统克拉玛依组。

1955 年 12 月，石油工业部派人来新疆克拉玛依检查工作，了解黑油山 1 号井出油情况。在部勘探司工作组帮助下，召开了黑油山总体规划讨论会，编制了“克拉玛依地区钻探总体规划”。根据该区的地面构造和地下潜伏构造展布情况及超覆沉积特点，采取局部构造与大剖面勘探相结合的布井原则，部署探井 31 口，以控制含油的规模，并希望尽快查明南黑油山、南小石油沟和深底沟几个构造的储油情况，拿到一定的面积和储量。1956 年 2 月，在北京召开的第一届全国石油勘探会议，要求“加紧黑油山的钻井工作和试油工作，争取上半年查明黑油山构造的工业价值”。1956 年 4 月 19 日～28 日，石油工业部部长助理康世恩率领工作组来到新疆，对克拉玛依—乌尔禾地区进行现场实地考察，听取了对勘探部署不同意见的讨论。4 月 23 日，位于 1 号井西南方向 2 千米的 4 号井完钻喷油，证明克拉玛依确有不受背斜控制的地层超覆圈闭油藏存在。果断地决定将准噶尔盆地的勘探重点由盆地南缘转移到盆地西北缘，开展大规模的钻探。分两个区部署了 10 条大剖面。一是在已出油的湖湾区，按排距 5 千米、井距 2～4 千米部署探井，集中钻探，扩大含油面积，探明工业储量；二是在克拉玛依—乌尔禾长 130 千米、宽 30 千米的广大范围内，甩开进行大剖面钻探，整体解剖，寻找新的有利含油地区。在这一部署实施中，不断有新的探井喷出工业油流。1956 年有 21 口探井投入试采，生产原油 1.64 万吨。1957 年试采井 74 口，生产原油 7.02 万吨。1958 年白碱滩 193 井日产原油 138 吨，发现新的高产区块，并开辟了生产试验区，当年生产原油 33.38 万吨。1959 年白碱滩高产区又投入开发，生产原油 96.13 万吨。到 1960 年已基本探明克拉玛依油田的面积和储量，还发现了红山嘴、百口泉、乌尔禾三个含油有利地区，原油年产量猛增到 163.67 万吨，占当年全疆原油产量的 98.46%，占当年全国原油产量的 39%。克拉玛依油田的发现，是新中国成立后石油地质勘探上的第一个突破。

在准噶尔盆地南缘山前坳陷中，完成了大量的地面地质调查和部分物探工作，还对古牧地、七道湾、西山、煤窑、小渠子、喀拉扎、呼图壁、齐古、清水河子、霍尔果斯、安集海、托斯台、西湖和卡因迪克等构造进行了钻探，共钻探井 74 口，总进尺 80168.4 米。钻探结果仅发现了齐古油田。发现井是 1A 井，于 1955 年完钻，井深 874.45 米，同年 8 月 15 日射孔喷油，日产原油 15.8 立方米，产油层是侏罗系三工河组。共完钻探井 24 口，仅 6 口井获工业油流，基本探明了油田地质储量，尚未投入开发。在盆地东部、腹部和北部，亦进行了地面地质调查和部分物探工作。还对北三台、吉木萨尔、帐一、沙丘河、滴水泉、玛湖东、石英滩、德南、红岩等构造进行了钻探，共钻探井 28 口（包括参数井 4 口），总进尺 33089.46 米。结果仅在盆地东部北三台、吉木萨尔、沙丘河、滴水泉构造发现油气显示。

吐—哈盆地，1954～1957 年主要是进行区域地质调查和部分物探工作。发现地面构造 37 个，潜伏构造 6 个，并有七克台、红山、胜金口、苏巴什、连木沁、塔浪沟等 6 个构造见到油气苗。经综合研究，提出胜金口等 9 个可供钻探的构造。1958 年石油工业部决定，在吐鲁番盆地进行以钻探为主的综合勘探工作，寻找新的油气田。对中央褶皱带的胜金口、七克台、红山、雁木西、苏巴什、连木沁、热木坎，南部斜坡带的塔克泉、艾比、卡东、宁夏宫，北部凹陷带的柯柯垭（巴喀）、台北等构造进行钻探，共钻探井 79 口，总进尺

86120.77 米。1958 年 11 月 7 日，位于胜金口构造东围斜的胜 4 井，钻至井深 613 米 (J_2q)，喷出了大量的原油和天然气，喷高 40 余米，发现了胜金口油田。用 7.94 毫米油嘴试采，平均日产原油 18.5 立方米。截至 1960 年底，该油田共钻探井 24 口，总进尺 23118.8 米，探明了含油面积和地质储量，还钻生产井 9 口，到 1964 年累计生产原油 2.35 万吨，年平均生产原油 0.39 万吨；1958 年还在七克台地面油砂层的下倾部位，钻浅探井 17 口和深探井 1 口，有 7 口井下套管，试出低产原油，但地质储量很少，是一个无开采价值的小油田。此外，在红山、苏巴什、连木沁、柯柯垭和台北构造井下见到不同程度的油气显示。

塔里木盆地，1951～1954 年中苏合营期间，仅在南天山山前坳陷几个构造上作地质调查。在喀桑托开、克拉托、喀什构造上，钻探井 7 口，进尺 9835 米。还在喀桑托开东高点、杨叶、英吉沙—喀什钻地质浅井 11 口。除在喀桑托开、克拉托构造见到少量油气外，成效甚微。1955～1957 年，钻探工作暂停，主要进行地面地质调查和边缘地区的部分物探工作。1958 年 8 月成立了塔里木矿务局，开展大规模的综合勘探工作，初进东西长 1000 千米、南北宽 300～500 千米、面积达 33.7 万平方千米，被人们称为"死亡之海"和地质勘探禁区的塔克拉玛干沙漠。1958 年新疆石油管理局 505、506 两个重磁力联队和 122 地质普查队共 200 多人，抱着"横穿沙漠，探索秘密"的决心，到塔里木盆地进行石油勘探工作。505 队于 4 月 4 日分两个组从策勒、于田出发，进入沙漠腹部。他们前后 9 次横穿塔克拉玛干大沙漠，完成了 9 条剖面的导线测量和重磁力调查。1959 年该队又在盆地东部罗布泊地区进行重磁力调查。通过重磁力联队和地质普查队的工作，对塔克拉玛干沙漠区的自然地理、地质概况及地下水的情况有了初步了解，并在沙漠中发现了沉积岩露头；同时还编制了全盆地重力异常图，发现 13 个异常区。这些为研究塔里木盆地的大地构造和局部构造，提供了重要的资料。由于 505 队做出的贡献，石油工业部授于这个队"勇敢的石油工作者"光荣称号。

南疆地域辽阔，交通线长，勘探工作需要的大量油料要翻越天山，从 1000 多千米外的独山子拉运，成为制约扩大油气勘探的重要因素，为了迅速解决南疆扩大勘探的自用油，1958 年决定用轻便钻机钻探库车坳陷侏罗系，兼探第三系，以期尽快找到埋藏浅的小油田。选定吐格尔明、依奇克里克、库木格列木和喀桑托开构造为突破口，进行钻探。1958 年 9 月 23 日，依奇克里克 1 号井开钻，采取轻泥浆钻进保护了油层。10 月 9 日在井深 468 米发现油气侵后，进行裸眼试油，从中侏罗统克孜努尔组喷出了原油，初期畅喷每天 120～140 立方米，以后减到 30～40 立方米。后继续钻探，发现了南疆地区的第一个油田——依奇克里克。1959 年 5 月，这个油田投人开发，1960 年原油年产量达到 1 万吨。最高原油年产量达 8.6 万吨，并建成炼油厂就地炼油，解决了南疆地区部分生产用油。1958～1959 年，对 8 个局部构造和地区进行了钻探，钻井 34 口，总进尺 20588 米。1959 年秋，为了缩短战线，加强北疆勘探，成立塔里木勘探处，集中力量钻探依奇克里克油田。

第三节　缓慢发展时期

1961～1977 年为新疆石油勘探的缓慢发展时期。60 年代为支援大庆、江汉石油会战，70 年代为支援陕甘宁石油会战等，勘探队伍和设备成批成建制地调出。在人员大幅度减少、资金和器材缺乏的条件下，新疆石油管理局采取缩短战线，集中力量在克拉玛依油区进行开发调整，使原油产量下滑的局面得到控制，并稳步发展上升。1962 年 3 月，新疆石油管理局机关从乌鲁木齐迁到克拉玛依市，直接指挥和管理油田。1960 年以前，克拉玛依油

087065

田共钻探井和评价井 506 口。由于岩芯收获率低（平均 38.4%），加上岩芯直径小，对砾岩储集层代表性差，储量计算和开发设计都当作砂岩油藏对待，结果计算的储量偏大，开发设计不符合非均质油田的实际情况。在注水条件不具备时，盲目放大油嘴，搞夺油大战，使油井生产能力大幅度下降，1961 年原油产量从 164 万吨下降到 105 万吨，1962 年下降到 86 万吨，1963 年下降到 84 万吨，形势十分严峻。为了重新认识油层，1960～1963 年又钻检查井和资料井 124 口，取芯 1.5 万米，岩芯收获率提高到 89.3%，分析了 36044 块岩样，为认识油层提供了大量的实际资料，发现克拉玛依油田是以砂砾岩为主的非均质性油层。根据新的认识，重新制定了开发调整方案和新区开发方案，改行列注水为面积注水，使油田原油产量下滑的严峻局面迅速得到控制，并稳步上升。1964 年油田原油产量开始回升，达到 87 万吨，1965 年提高到 93 万吨，1966 年提高到 114.7 万吨。……1977 年提高到 301 万吨。

准噶尔盆地这个时期的石油勘探工作，主要在油区内进行。1965 年 3 月在检乌 1 井首次获得二叠系工业油流。至 1966 年共钻检乌 1、2、3、4、8 井，在四口井五个层获工业油流，日产原油 11～175 立方米，从而发现了克拉玛依油田五、八区深部二叠系油藏。但是，由于勘探力量不足，到 1977 年才圈出五、八区二叠系含油面积和储量。区域勘探，完成了横穿盆地第一条地震大剖面，在盆地腹部莫索湾地区钻探盆 1 参数井。完钻井深 3555 米，井底地层为白垩系，未发现油气显示。

吐鲁番盆地的石油勘探工作，1961～1964 年，由玉门石油管理局负责，主要在台北凹陷进行综合勘探，除继续完成台北 1 井和卡东 1 井钻探外，又在柯柯垭、丘陵、丘东三个背斜上各钻一口探井。钻探结果，在柯 5 井 1144～1266 米井段有天然气，丘 1 井 2629～2823 米和丘 2 井 2508～2576.6 米井段，发现有油味的岩芯和岩屑，但电测解释为干层，裸眼测试未获油流而关井。1965 年玉门石油管理局撤消吐鲁番勘探处，由新疆石油管理局接管。此后勘探工作基本处于停滞状态。

1964～1967 年，成立了南疆石油勘探会战指挥部，对塔北、塔东、巴楚地区进行地震普查，首次完成横穿盆地的阿克苏—和田地震大剖面。用苏制乌德（3200 米）钻机，在塔北、塔东及巴楚地区钻参数井 10 口，进尺 31689 米。位于雅克拉重力高的轮 1 井，完钻井深 3702 米，井底地层为中新统苏维依组。这一轮钻探，没有一口井获得工业油流。与此同时，继续对库车坳陷内重点构造进行钻探，1965 年 8 月 26 日依奇克里克背斜西高点 502 井获得工业油流，日产原油 10 吨。从而扩大了依奇克里克油田的含油面积和储量，油田年产原油由 4 万吨增加到 6 万吨。1967～1969 年，勘探工作停顿。1970～1977 年，根据“高速度进行南疆勘探”，“三年内一定要解决南疆用油问题”的精神，重新组织和加强了南疆石油勘探，增加了队伍，制定了“着眼全盆地，一手抓山前，一手抓地台，扩大库车坳陷，查明西南斜坡，进军民丰、且末、若羌，寻找战略后备油田”，“力争三五年内实现北油不南运”的勘探方针。在具体安排上，是以盆地西部为主战场，完成了巴楚—喀什—叶城三角地带的地震普查、局部构造详查，以及全盆地 1∶20 万航磁测量，并在英吉沙、克拉克沙依、固满、柯克亚、玉力群及和田地震大剖面上的 351 构造进行钻探。1977 年 5 月 17 日，位于叶城凹陷内的柯克亚构造 1 号井，在井深 3783.1 米进行事故处理时，发生强烈井喷，高压油气水流携带沙石从井口呼啸而出，高达 40 多米。经测定初期日喷液量 2000～3000 立方米，含油 1000 多立方米，天然气 340～350 万立方米。柯 1 井从中新统储集层中喷出高产油气流，显示了南疆地区找高产油气田的光明前景。

第四节　全面发展时期

自 1978 年至今，是新疆石油勘探的全面发展时期。新疆石油管理局、玉门石油管理局、塔里木石油勘探开发指挥部及地质矿产部西北石油地质局等四家并肩战斗，在塔里木、准噶尔和吐—哈盆地都发现了新的油田和高产油气井，使新疆的石油勘探形成"比翼齐飞"、全面发展的新时期。新疆原油产量从 1977 年的 302 万吨，增加到 1990 年的 680 万吨。鄯善、丘陵、轮南、东河塘等油田的开发，将使新疆原油产量迅速登上一个新台阶，展示出新疆石油工业的光明前景。

从 1978 年起，新疆石油管理局加强了对准噶尔盆地西北缘断裂带的研究和勘探，逐步认识到这里的油藏是依附断裂带而存在的。没有断裂，就没有克拉玛依油田，克拉玛依断裂带就是独立的油气聚集带。根据这个认识，首先，在白碱滩和百口泉两个含油冲积锥体间，沿主断裂先后部署了一批探井。通过钻探找到了下侏罗统油藏、古 3 井区石炭系油藏、检 188 断块三叠—石炭系油藏，使克拉玛依油田和百口泉油田沿断裂带连接起来，并通过外甩的百乌 1 井钻探，发现了三叠系百口泉组高产油藏，使百口泉油田成为年产 100 万吨原油的油田。这是走向西北缘断裂找油的第一个突破。第二，1979 年百口泉勘探开发会战时，为落实主断裂的准确位置，通过钻探发现主断裂是上陡（60°～70°）、下缓（20°～30°）的逆断裂。这一发现提供了一个新的含油领域——断层掩覆带，俗称"帽檐"带。当年在百口泉"帽檐"带打出了一批较高产量的井，新增储量 1100 万吨，并投入开发。根据这一信息，对克拉玛依断裂带进行了复查，并部署了一轮地震和钻探，引进法国地震队和测井队，证实克—乌断裂带具有普遍性。在此基础上提出逆掩断裂带的含油模式和四个找油领域。这是走向西北缘断裂找油的第二个突破。第三，1979 年 3 月，在八区白碱滩断裂下盘钻探侏罗系时，发现了上盘石炭系高产油流，古 3 井在 885～926 米，获初期日产油 177 立方米，随后又在距主断裂 3 千米的古 16 井石炭系获日产 15.5 吨油流，揭示了断裂上盘一个新的勘探领域。相继在检 188 断块、古 16 井区获得石油储量。从 1983 年开始，对主断裂上盘的石炭系进行整体解剖，首先在七中区获得高产的石油储量。1984 年又在克拉玛依油田的湖湾区，采用勘探开发结合，并利用老井加深或侧钻，拿到了较多的地质储量和一批高产井。开辟了油区内基岩油藏勘探的新领域，这是走向西北缘断裂找油的第三个突破。第四，通过注热蒸汽的先进技术，发现了丰富的可供工业开采的稠油资源。克拉玛依断裂带上盘的中生界超覆尖灭带，特别是侏罗系有丰富的稠油。第一口稠油探井——重 1 井，于 1982 年 11 月 29 日开钻。由于原油相对密度 0.9619，50℃粘度 20391 毫帕秒，属于超稠油，热采效果差。1983 年转到克拉玛依油田九区上侏罗统，九浅 1 井原油相对密度为 0.9212，50℃粘度 232.52 毫帕秒，投入热采后取得了巨大的成功。迄今已探明上亿吨稠油储量，并建成年产 141 万吨的重油生产能力。这是走向西北缘断裂找油的第四个突破。第五，在油区的外围发现了风成城、夏子街和车排子油田。风成城和夏子街油田，位于西北缘断裂带的东段。1979 年 12 月，夏 9 井在 2062.4～2010.4 米三叠系获工业油流，发现了夏子街油田。1981 年 11 月 26 日，风 3 井钻达 3207 米时，发生强烈井喷，完钻后于二叠系风成城组试油，日产原油 72.4 立方米、天然气 6874 立方米，发现了风成城油田。车排子油田，位于西北缘断裂带的西段，1984 年 4 月，车 21 井在石炭系顶部获工业油流，日产原油 13 立方米，发现了古生界油藏。距克拉玛依市 85 千米的车 2 井，在井深 3172.55 米（J_3q）发生油气侵，测试日产

油 41.88 立方米，发现了侏罗系油藏。这是走向西北缘断裂找油的第五个突破。

在整体解剖盆地西北缘的同时，开展了准噶尔盆地东部地区的石油勘探工作。1983 年 7 月 1 日，位于火烧山背斜带南的火南 1 井，首先获工业油流；次年 9 月，火烧山背斜 1 号井，在 1630～1688 米井段二叠系平地泉组，日产油 13.68 立方米，发现了火烧山油田。1984 年 8 月，位于北三台凸起南坡的 4 号井，在 2066～2178 米井段三叠系获得工业油流；次年 9 月，位于北三台凸起北坡的 12 号井，在 2010～2108 米井段二叠系亦获工业油流，发现了北三台油田。1988 年 6 月，位于阜康断裂带的台 3 井，在 2429.4～2450.5 米井段侏罗系获工业油流，发现了三台油田。通过近十年的勘探开发，迄今这里已建成年产原油 100 万吨的准噶尔东部油区。

准噶尔盆地腹部，从 1980 年 12 月起二次引进法国高效数字地震仪，仪器从 96 道提高到 240 道，为沙漠地震勘探提供了优越的条件。目前已基本查明盆地腹部基底起伏和构造格局，并发现一批局部构造，是寻找大油田的有利地区。三个泉南斜坡、白家海凸起和莫索湾凸起，是盆地腹部的三个油气聚集区。并选定石南 3 号西、彩南、莫索湾、玛湖和新光构造，为盆地腹部的五个突破口。目前，彩南构造的彩参 2、彩 8 和彩 10 井，已在侏罗系获日产 10～100 吨工业油流。莫索湾构造的盆参 2 井，在侏罗系上部中途测试中获小产量油流。显示了准噶尔盆地腹部光明的石油勘探前景。

吐—哈盆地，1984 年，根据“石油勘探重点西移”的部署，石油工业部石油地球物理勘探局在这里开展了地震勘探。石油工业部石油勘探开发科学研究院做了大量的研究工作，指出吐—哈盆地是一个油气富集盆地，台北凹陷是油气最富集的地区，并选择鄯善构造为突破口，确定台参 1 井为科学探索井。1987 年 9 月，玉门石油管理局 6052 钻井队，首钻台参 1 井。1989 年 1 月 5 日，台参 1 井从侏罗系喷出工业油流。随后，相继发现了伊拉湖油田、丘陵油田和温吉桑油田。

塔里木盆地的石油勘探，在这个阶段经历了一个曲折发展的过程。柯克亚油田发现后，在塔里木西南展开综合勘探，对西南斜坡、叶城—喀什坳陷、巴楚隆起及塔里木河以北地区进行地震普查及详查。对柯克亚油田钻探的同时，还对柯克亚周围的构造以及英吉沙、明遥路、麦盖堤、麻扎塔克、亚肯等构造进行钻探。但未获得工业油气流。

根据“调整、改革、整顿、提高”的方针，从 1980 年开始，新疆石油管理局先后派 7 个地震队和 21 个钻井队，加强南疆地区的勘探开发工作，把南疆作为实现长远规划的后备区。1983 年 8 月，石油工业部石油地球物理勘探局与美国地球物理服务公司进行技术合作，组织三支现代化的沙漠地震勘探队，自尉犁、沙雅以南渡过塔里木河，又一次进入塔克拉玛干沙漠，完成了 29 条横贯沙漠的地震剖面，获得了盆地腹部的最新资料，对盆地的地质结构和含油构造情况有了较多的了解，为进一步勘探大油气田提供了可靠的地下资料。

1984 年 9 月 23 日，地质矿产部西北石油地质局 6008 钻井队，在库车—轮台之间的塔北隆起上的沙参 2 井，钻至井深 5391 米时，喷出了高产油气流，初期日喷油 1000 多吨、天然气 200 多万立方米，出油层是海相奥陶系碳酸盐岩。沙参 2 井的喷油，开拓了塔里木盆地海相地层找油的新领域，展示了塔里木盆地油气勘探的美好前景。1985 年 11 月～1986 年 9 月，石油工业部组织了石油勘探开发科学研究院、石油地球物理勘探局和新疆石油管理局有关的技术人员，组成塔里木综合研究联队。对塔里木盆地的石油地质、油气资源及寻找大油气田方向进行了详细的研究，优选了突破井位。1988 年 10 月，轮南 2 井三叠系砂岩层中喷出了高产油气，日产原油 650 立方米、天然气 10 万立方米。接着，又在奥陶系碳酸盐岩地

层中获得高产油气流。随后相继在英买力构造的奥陶系，东河塘构造的石炭系中，亦喷出高产油气流。特别是在沙漠腹地的塔中构造上的塔中1井，中途测试多次获得高产的工业油气流。1989年成立了塔里木石油勘探开发指挥部，调集各主要油田的勘探队伍，加快塔里木石油勘探开发会战步伐，争取实现“稳定东部，发展西部”的战略决策。

第三章 大地构造及古地理格架

第一节 大地构造基本轮廓

新疆向来以"三山两盆"著称，地处中亚腹部，面积160万平方千米。新疆北半部，包括天山、准噶尔盆地、阿尔泰山，一般都归属于中国北方地槽区——天山兴安区的范畴。塔里木盆地是地台型构造单元。昆仑及喀喇昆仑山是古地中海槽区的一部分。本文根据王汉生(1985)划分，将新疆大地构造单元简述如下（图1-3-1)。

Ⅰ.阿尔泰褶皱系

位于新疆最北部，构造线与现今阿尔泰山山脉一致，呈北西向展布。我国境内的阿尔泰褶皱系的主体为加里东冒地槽褶皱带（$Ⅰ_2$)，出露地层为中—上奥陶统变质岩系，厚度大于6000米，由变质砂岩、变质粉砂岩、千枚岩夹大理岩、透镜状砾岩和硅质页岩等组成复理石建造。志留系为一套浅海—滨海相的变质碎屑岩，厚度可达7934米。北部的北阿尔泰优地槽褶皱带（$Ⅰ_1$）和南部的额尔齐斯优地槽褶皱带（$Ⅰ_3$)，皆属海西期优地槽。泥盆系、石炭系主要为火山岩、火山碎屑岩、碎屑岩和石灰岩。海西期花岗岩十分发育，几乎占地表面积的一半。泥盆系厚度大于5000米，下石炭统厚度1000～3000米，缺中石炭统，上石炭统厚约3000米。上石炭统为海陆交替相沉积，分布在阿尔泰山南缘海西期断陷之中。近年来在阿尔泰褶皱系中发现较老的地层，岩性为灰绿色薄层—中厚层细砂岩和泥质粉砂岩，含微古植物化石，被认为是震旦系—下寒武统，视厚度达7759米。

Ⅱ.准噶尔褶皱系

位于阿尔泰褶皱系以南，环绕准噶尔盆地的西北部和东北部。构造走向从东到西围绕稳定的准噶尔地块而变化，西准噶尔优地槽褶皱带以北东向为主，东准噶尔优地槽褶皱带以北西向为主。它们都是加里东褶皱不明显的海西期优地槽，在中石炭世中期回返褶皱，形成一系列复背斜和复向斜。中、新生代各期运动使复背斜复杂化并裸露地表，而复向斜则发展成为各种类型的山间盆地。

$Ⅱ_1$.西准噶尔优地槽褶皱带　包括哈拉阿拉特、扎依尔、玛利、巴尔雷克、沙尔布提、阿尔加提、谢米斯台、乌尔克莎尔、塔尔巴哈台和萨乌尔山系，以及布尔津、和丰、和什托洛盖等山间盆地，相间组成向东北收敛的束形褶皱带。北东向构造线以达尔布特断裂最具代表性，为北东55°～75°。出露最老地层为下奥陶统。奥陶系、志留系为酸性—基性火山岩、火山碎屑岩夹碎屑岩和碳酸盐岩。泥盆系、石炭系中火山岩和火山碎屑岩特别发育，夹少量硅质岩。中石炭世后回返，缺失上石炭统—下二叠统，仅在柳树沟地区见山间断陷的上二叠统杂色碎屑堆积（相当下仓房沟群)。海西中期花岗岩较发育，沿达尔布特深断裂等地有超基性岩体群展布。

$Ⅱ_2$.东准噶尔优地槽褶皱带　包括阿尔曼特山、北塔山、克拉美利山系，以及库普、三塘湖等山间盆地。下古生界分布局限，最老地层为上奥陶统，属碳酸盐岩、火山岩及火山碎屑岩。志留系仅见中上统的杂色火山碎屑岩夹石灰岩。泥盆系—中石炭统广泛分布，由海相绿色硬砂岩、杂色火山碎屑岩和各种火山岩组成。中上石炭统海相石灰岩不整合在中石炭统

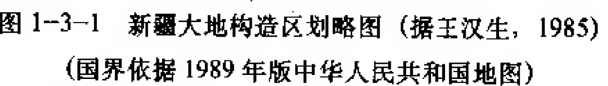


图 1-3-1　新疆大地构造区划略图（据王汉生，1985）

（国界依据 1989 年版中华人民共和国地图）

Ⅰ—阿尔泰褶皱系；Ⅰ$_1$—北阿尔泰优地槽褶皱带；Ⅰ$_2$—阿尔泰冒地槽褶皱带；Ⅰ$_3$—额尔齐斯优地槽褶皱带；Ⅱ—准噶尔褶皱系；Ⅱ$_1$—西准噶尔优地槽褶皱带；Ⅱ$_2$—东准噶尔优地槽褶皱带；Ⅲ—准噶尔地台；Ⅲ$_1$—准噶尔中央地台；Ⅲ$_2$—准噶尔槽台过渡带；Ⅳ—天山褶皱系；Ⅳ$_1$—北天山优地槽褶皱带；Ⅳ$_2$—中天山隆起带；Ⅳ$_3$—南天山冒地槽褶皱带；Ⅳ$_4$—吐鲁番—哈密山间坳陷；Ⅳ$_5$—北山优地槽褶皱带；Ⅴ—塔里木地台；Ⅴ$_1$—库鲁克塔克隆起带；Ⅴ$_2$—柯坪隆起带；Ⅴ$_3$—铁克里克隆起带；Ⅴ$_4$—阿尔金隆起带；Ⅴ$_5$—塔里木中央地台；Ⅵ—昆仑褶皱系；Ⅵ$_1$—西昆仑冒地槽褶皱带；Ⅵ$_2$—西昆仑中间隆起带；Ⅵ$_3$—西昆仑优地槽褶皱带；Ⅵ$_4$—东昆仑优地槽褶皱带；Ⅶ—喀喇昆仑褶皱系；Ⅶ$_1$—林齐塘冒地槽褶皱带；Ⅶ$_2$—喀喇昆仑隆起带

火山岩之上。二叠系主要为陆相碎屑岩夹暗色页岩及煤层。海西期花岗岩主要集中在北塔山西南及伊吾附近。沿克拉美利山轴部深断裂，也有超基性岩体分布。三塘湖盆地是北部复向斜上发育起来的中、新生代山间盆地。库普盆地则是南部复向斜上发育起来的中、新生代山间盆地。

Ⅲ.准噶尔地台

它的基底被认为是一古老的刚性地块。过去，B.M.西尼村曾设想它是在泥盆纪开始沉没。从东、西准噶尔的构造线走向及磁力资料来看，地块还是应该存在的，特别是盆地西部地震C^{t_2}—C^{t_3}波组厚度变化与上覆地层相反，从盆地边缘向腹部由厚变薄，反映了石炭纪盆地腹部古隆起的存在。中石炭世中期准噶尔地槽回返后，才奠定了准噶尔盆地的雏形。石炭—二叠系为海陆过渡相沉积，到二叠纪才逐渐形成统一的内陆盆地。自印支运动始，进入到中、新生代陆相沉积盆地阶段。盆地为不对称性的北薄南厚的箕状坳陷，第三系尤甚。南缘褶皱断裂强烈，腹部基本上是南倾单斜，西北缘和北缘是印支—燕山早期断阶带，东缘是凸凹相间的早、中燕山期形成的断褶区。中生代火山活动极其微弱，但时有出现，以侏罗纪晚期凝灰岩为最多。从磁力资料反映的准噶尔古老地块范围，略小于现今准噶尔盆地的范围。在活动的海西褶皱带与准噶尔稳定地块之间，形成含油有利地区。

Ⅳ.天山褶皱系

大致与现今天山山脉的范围相当，呈东西向展布。南、北以深大断裂分别与塔里木地台及准噶尔地块相接。天山褶皱系是在扬子旋回形成的新疆古地台的基础上，于加里东早期地台裂陷而产生的。裂陷残留的块体，断续分布，形成了中天山隆起，从而分割成北天山优地槽带、南天山冒地槽带和北山优地槽带。海西晚期地槽回返褶皱成山，形成天山褶皱系。并在中生代一度被夷平，新生代喜马拉雅运动又使其块断抬升，形成了现今高峻的天山山脉。

$Ⅳ_1$.北天山优地槽褶皱带　包括博罗霍洛、伊林黑比尔根、觉罗塔格及博格达—巴里坤山等。从博罗霍洛山肯萨依斯山口所见，震旦系冰碛层，寒武系硅质含磷页岩、石灰岩、砂岩，中下奥陶统碎屑岩和碳酸盐岩，上奥陶统厚层石灰岩，志留系的笔石碎屑岩、碳酸盐岩，表明北天山西段是新疆古地台的一部分。志留纪末加里东运动使博罗霍洛的早古生代地层形成向南倒转的线状褶皱，并使志留系与泥盆系之间形成区域性不整合。北天山自泥盆纪已开始进入优地槽发展阶段（特别是东段），发育了厚达万米的火山岩和火山碎屑岩。早中石炭世是优地槽发育最广泛的时期，中酸性、中基性火山岩、火山碎屑岩、碎屑岩夹石灰岩，总厚达万米以上。海西中晚期地槽先西后东陆续回返褶皱。沿伊林黑比尔根山北侧，分布有北天山超基性岩带，全长达500千米，受深大断裂控制，是海西期产物。

$Ⅳ_2$.中天山隆起带　是纵贯天山内部的一个长期隆起的地背斜带，不少地方前寒武系结晶片岩出露地表。东段很窄，走向近北西，中段为东西向，西段是向西展开的三角形，包括了哈里克套的北坡及特克斯山、伊宁盆地、博罗霍洛山和阿拉套山等。本带在古生代的不同时期、不同地段曾有过不同程度的沉积，并伴有火山活动。尔后在海西期回返褶皱。在褶皱带间常发育成中、新生代沉积盆地，如伊宁盆地等。

$Ⅳ_3$.南天山冒地槽褶皱带　在哈里克套南坡寒武系为块状石灰岩、白云岩及含磷层，奥陶系为千枚岩夹砂岩和石灰岩。志留系分布较为广泛，厚度较大，为碎屑岩、火山岩、火山碎屑岩及碳酸盐岩。泥盆系和石炭系厚约5000米，为滨海—浅海相碎屑岩、碳酸盐岩和泻湖相膏盐层，局部夹火山岩。说明志留纪形成短暂的优地槽，经加里东褶皱后转化为冒地槽褶皱带。早二叠世后回返褶皱，并经历印支、燕山运动，于喜马拉雅运动块断再度抬升成高

山。

IV_4.吐—哈山间坳陷　是在海西褶皱基础上发育起来的中新生代沉积盆地，盆地内还有海陆过渡相二叠系沉积，与准噶尔盆地的沉积和发展相似。盆地西段为吐鲁番坳陷，其北是台北凹陷，南为艾丁湖斜坡，具不对称性；东段是哈密坳陷。东、西段之间为了墩隆起。

IV_5.北山优地槽褶皱带　位于天山东端，呈低矮的山丘。出露震旦系海相碳酸盐岩、碎屑岩，含叠层石。寒武系和奥陶系为碳酸盐岩、碎屑岩，底部含磷。志留系及泥盆系均以火山岩和火山碎屑岩为主，夹碳酸盐岩。石炭系和二叠系以海相碳酸盐岩及碎屑岩为主，部分地区二叠系还发育有火山岩。受晚加里东运动影响，早古生代地层褶皱变质，晚古生代地槽继续发展，海西晚期地槽回返。

Ⅴ.塔里木地台

位于天山以南，昆仑山以北，包括周边的古隆起在内，其范围超过现今塔里木盆地。地台具前寒武纪褶皱基底，于扬子旋回固结而成。震旦系以冰碛砾岩为特征，其上发育海相台型古生界。寒武系和奥陶系发育碳酸盐岩沉积，底部为含磷层。志留系和泥盆系以杂色碎屑岩为主，上泥盆统为红色块状砂岩类磨拉石建造。石炭系为海相碳酸盐岩及碎屑岩。二叠系为海陆过渡相，并有大面积的玄武岩和辉绿岩喷发。从上奥陶统、中上志留统在部分地区不同程度的缺失，以及西塔里木寒武—奥陶系岩相厚度变化大来看，说明加里东运动已波及到地台腹部。海西运动结束了地台发展，并使地台边缘的库鲁克塔克、柯坪、铁克里克、阿尔金隆起抬升成山，并伴随基性和超基性岩侵入和大面积的火山喷发，同时还控制了盆地内降坳分布的格局。陆相中生界主要分布在坳陷中。海相上白垩统和下第三系是由古地中海海水通过阿莱依海峡侵漫的结果。后由喜马拉雅运动形成现今统一的塔里木盆地。

Ⅵ.昆仑褶皱系

位于新疆南部，组成弧形褶皱山系。阿尔金断裂将昆仑褶皱系分为东昆仑和西昆仑两部分。西昆仑褶皱系以费尔干—塔拉斯断裂、铁克里克南断裂为界，与塔里木地台相接，包括北、中、南三个带。北带称西昆仑冒地槽褶皱带，下古生界为各种片岩，上泥盆统为杂色粗碎屑岩，石炭—二叠系为海相杂色碎屑岩夹少量火山岩，二叠系为海陆交互相，并有可采煤层。中带称西昆仑中间隆起带，为前寒武系变质岩系组成的古隆起，发育槽相震旦系的细碧角斑岩建造，其上局部可见台相下古生界。南带称西昆仑优地槽褶皱带，寒武系、奥陶系为变质程度不一的片麻岩、大理岩、碎屑岩和火山岩，组成加里东褶皱带。其南侧主要是石炭系石灰岩、火山岩组成的海西褶皱带。由于印度板块的挤压，这里的褶皱十分紧密复杂。东昆仑褶皱系东段，也可分北、中、南三带。北带祁曼塔克是加里东和海西期优地槽褶皱带，奥陶系为绿色片岩、火山岩及石灰岩，中下泥盆统粗碎屑岩夹安山岩，上泥盆统中酸性火山岩，石炭系为碳酸盐岩。中带为前寒武系变质岩组成的古隆起。南带亦属优地槽褶皱带，仅变质的奥陶系各类片岩、火山岩、火山碎屑岩及大理岩就厚达 20000 米。东昆仑褶皱系西段为晚古生代优地槽褶皱带，石炭系为火山熔岩、火山碎屑岩、千枚岩、硅质岩及少量石灰岩。其南侧木孜塔克，则是海西基底上发展起来的印支、燕山褶皱带。三叠系为海陆交互相杂色碎屑岩、石灰岩夹薄煤层。侏罗系为陆相碎屑岩夹火山岩。

Ⅶ.喀拉昆仑褶皱系

位于新疆西南端，走向北西，主要发育古地中海型的海相中生界。分北带和南带。北带是在志留—泥盆系褶皱基底和石炭—二叠系台型沉积之上，沉积了三叠纪海相石灰岩和碎屑岩，含石膏，厚度 300～700 米。侏罗系为海相、海陆交互相碎屑岩、石灰岩夹煤层，厚度

250～2300米。白垩系为海相石灰岩夹碎屑岩，并含安山岩，厚度540～1970米。第三系分布局限，并有印支和燕山期花岗岩侵入到二叠系和侏罗系中。本区中生界不具备典型的槽相特征。南带为前寒武系绿色片岩、片麻岩和大理岩，其上分布有厚度不大的晚古生界。

第二节　古地理格架

新疆古地台，自扬子旋回的晋宁运动（8亿年前左右）固结形成以后，沉积了以冰碛岩为特征的震旦系和以含磷层为特征的寒武系。寒武纪海侵，形成了天山海槽、塔里木海盆、喀喇昆仑海槽，将准噶尔古陆和南部的藏北古陆隔开。在海域内分布有伊宁半岛、兴地岛、阿克苏岛和中昆仑岛。天山海槽，从分布于博罗霍洛、哈里克套的寒武系来看，为厚度不大的硅质含磷页岩、石灰岩和砂岩；生物繁盛，含有飘浮生活的球接子类三叶虫，及具浮游能力的多节类三叶虫，反映了浅海相较宁静的还原—弱还原环境。塔里木海盆属正常浅海—半深海。喀喇昆仑海槽属半深海。准噶尔古陆、藏北古陆、中昆仑岛是主要的物源供给区。寒武纪海水一股由特提斯海越昆仑进入；另一股来自祁连海槽，经北山地区侵入；第三股为北欧—大西洋海水由卡拉套经博罗霍洛进入本区。中寒武统以上含大西洋生物群；还有一股是西伯利亚海水，可能进入阿尔泰地区（图1—3—2）。

奥陶纪海侵，在中奥陶世早期达到最大范围。新疆北部阿尔泰地区，东准噶尔和西准噶尔等地皆被海水淹没，使准噶尔古陆范围大大缩小。天山海槽及塔里木海盆继续发展，但铁克里克隆起成岛，中昆仑岛已与藏北古陆相接，伊宁、巴仑台、星星峡诸岛组成中天山隆起带雏形。东、西准噶尔海水较浅，生物群以底栖和游泳生活的三叶虫、腕足及头足类为主。天山海槽的生物群以飘浮方式生活的笔石为主，表明海水较深。塔里木海，西部以浅海相为主，东部以半深海为主。阿尔泰地区为浅—滨海区。随着中奥陶世的海侵，火山活动开始频繁出现。东、西准噶尔具有大量火山碎屑物质，玛依力山一带有酸性海底喷发，博罗霍洛有中基性海底喷发，昆仑区普遍见中基性火山喷发，表明上述海槽已进入地槽发展阶段。准噶尔古陆、藏北古陆及中天山隆起带诸岛是奥陶纪的物源供给区。奥陶纪初，来自北欧—大西洋的海水进入本区，另一股仍从北山侵入。中奥陶世后，北太平洋海水经蒙古进入东准噶尔。晚奥陶世，海水向东、西两个方向退却，塔里木地区一度上升为陆；西准噶尔玛依力山区也抬升为陆，缺失上奥陶统。

志留纪海侵，从早志留世开始，中志留世海侵范围最大。阿尔泰区、东西准噶尔区、博罗霍洛区、那拉提山、东阿莱依、哈里克套、萨阿尔明、北山、昆仑区普遍成为海域，它们分隔包围准噶尔古陆、塔里木—藏北古陆以及特克斯岛、阿克苏岛。志留纪气候温暖，壳相固着生物珊瑚、腕足类大量繁殖，浅海广布。西准噶尔和天山海槽（南天山）有广泛的火山活动，中基性火山岩厚度巨大，表明西准噶尔和南天山已具优地槽性质。东准噶尔海为浅—滨海相，并有少量火山活动。塔里木海域大为缩小，以正常浅海相为主。柯坪区含古植物化石，表明该区已紧邻塔里木古陆。沿塔里木地台北缘可能分布有滨海区。昆仑海域亦为浅海沉积。志留纪海侵主要来自西部的北欧—大西洋海水，以及经北山进入本区的海水。这时天山区生物群是南北混生的。

泥盆纪海侵前的晚加里东运动，使博罗霍洛褶皱成山，并与中天山隆起带连接成一东西向古陆，横亘在新疆中部，使泥盆纪海域一分为二，北部为北天山—准噶尔海，南部为南天山—塔里木海。此后，南北疆海域基本不连通。本区南部还有中昆仑隆起、喀喇昆仑海槽，



图 1-3-2　新疆寒武纪古地理略图（据王汉生图修编）

（国界依据 1989 年版中华人民共和国地图）

北部的阿尔泰加里东褶皱带已形成。自泥盆纪开始，北疆海域，地壳活动加剧，沉积了巨厚的火山岩、火山碎屑岩、碎屑岩、硅质岩及碳酸盐岩，不仅厚度大，而且火山活动频繁。但靠近准噶尔地台的克拉美利地区的中—上泥盆统，为滨海—海陆过渡相的碎屑岩和石灰岩夹层，基本上无火山活动，可能代表了准噶尔地台的最初盖层。南天山海槽，为浅海—半深海相，沉积了一套碎屑岩、碳酸盐岩、硅质岩互层，并有小规模的中—基性岩浆喷发，表明已向冒地槽转化。塔里木海域范围不大，为浅—滨海相。喀喇昆仑属平静浅海环境。泥盆纪时南北疆海域已不连通，北疆生物群为北极—太平洋型，南疆则具印度—太平洋生物群特征，并与我国南方生物群相似。阿尔泰隆起、中天山隆起、塔里木古陆和藏北古陆，是泥盆纪沉积的陆源供给区。泥盆纪晚期发生海退，使北天山及东、西准噶尔部分地区一度升起为陆，造成海陆频繁交替，塔里木地台亦大面积抬升。

石炭纪，除中石炭世最大海侵外，南北疆海域仍处于分割状态。早石炭世初至晚石炭世末，海陆变化剧烈。阿尔泰区于早石炭世末海槽回返褶皱成山，缺失中石炭统，上石炭统堆积在山前断陷中。东、西准噶尔为浅海沉积，并具优地槽性质，它们于中石炭世后期陆续回返褶皱，使上石炭统仅零星分布在山前低洼处。北天山海槽，海相沉积广泛发育，不仅厚度大，而且火山活动频繁，处于优地槽发展的极盛时代，但从晚石炭世开始，海槽由西向东逐渐回返褶皱，海水由西向东退却。准噶尔地台，由于受周边海槽的逐渐回返褶皱影响，中晚石炭世沉积可能仅分布在地台的低洼处，从边缘向中心逐渐减薄。南天山海槽沉积了一套碳酸盐岩和碎屑岩，火山活动基本停止，属冒地槽性质。塔里木海为陆表海，十分辽阔，海水是西深东浅。在海域中还有阿克苏岛、巴楚岛、乌拉根岛、库鲁克塔格隆起等。海盆东南的阿尔金地区此时块断隆起成陆。由于中昆仑隆起带的存在，分隔成了昆仑海槽和喀喇昆仑海槽。晚石炭世海退使东塔里木抬升成陆地，海水由东向西退却。石炭纪生物群，准噶尔为北型，与西欧、北美相似；塔里木为南型，与我国南方属种近似。

二叠纪在新疆地史发展中，起着承前启后的特殊作用，既是槽台发展的结束，又是中新生代盆地发展的开始。特别在北疆地区，二叠系是各盆地的主要油源岩，在油气勘探中具有十分重要的地位。强大的海西运动使新疆大多数海域相继回返褶皱成山，结束地槽发展历史。北疆地区海水几乎全部退出，仅在博格达山北坡、觉罗塔格及哈密以南的大热泉子等地下二叠统有海相地层。上二叠统全部为陆相沉积，并在东、西准噶尔褶皱带和天山褶皱带间，形成了规模巨大的准噶尔湖盆、吐鲁番—哈密湖盆、伊宁湖盆、三塘湖湖盆等。南疆地区，海水退至西南部的西塔里木海、喀喇昆仑海及昆仑海。晚二叠世海退是石炭纪海退的继续发展。北疆地区海退为由西向东，北山地区与中蒙海域相接；南疆地区是由东向西，与古地中海相通。应该指出，早二叠世许多地方火山活动仍很发育，伊宁、西准噶尔、塘房门、克拉玛依井下的佳木河组等都有很厚的火山熔岩。晚二叠世上芨芨槽子群中，有很厚的凝灰岩。特别是塔里木二叠系内部，有大面积的玄武岩和辉绿岩喷发。这些火山活动绝大部分是大陆喷发（图 1–3–3）。

三叠纪初，新疆进入内陆环境，变为大陆型干旱气候。准噶尔盆地，早三叠世堆积了洪冲积相的红色粗碎屑，代表回返后的类磨拉石建造。中—晚三叠世，以滨—浅湖相为主，盆地边缘发育洪冲积扇，生物繁茂，古气候也随之转向湿润。吐—哈盆地、伊宁盆地等山间盆地的沉积特征，与准噶尔盆地基本一致，只是范围都较二叠纪盆地范围小一些。塔里木古陆大部分是剥蚀区，仅在库车及其以南地区组成北部坳陷，晚三叠世湖盆有所扩大。此外，还有吐云、小尤尔都什、焉耆、北山等山间小盆地，堆积山麓—河流相沉积。这些山间小盆地

图 1-3-3　新疆二叠纪古地理略图（据王汉生图修编）

（国界依据 1989 年版中华人民共和国地图）

大多与断陷有关。喀喇昆仑区及昆仑区的阿羌地区，属特提斯海域的延伸，发育海相—海陆交互相沉积。总观三叠纪古地理面貌，新疆大部地区属褶皱回返后的剥蚀区，除准噶尔盆地为继承性坳陷陆盆外，其余的山间盆地都与断陷有关。印支运动使本区进入内陆盆地发展阶段。

侏罗纪是新疆内陆盆地发展的成熟期，表现在原有的三叠纪盆地不断扩大，并新生许多侏罗纪山间小盆地。各盆地内，以湖沼—河流相沉积为主，是新疆主要的成煤期，也是重要的成油期。准噶尔盆地，除边缘为河流相外，大部分地区属浅湖—沼泽相，盆地南缘古牧地—安集海地区及阜康凹陷是侏罗系沉积中心，形成重要的生油凹陷。塔里木盆地因中央隆起，被分成三个沉积坳陷，即北部坳陷、西南坳陷、东南坳陷。北部坳陷，包括库车坳陷及其以南地区，北深南浅，为湖泊—沼泽—河流相沉积；拜城—轮台一线存在较深水湖相沉积，为该区生油凹陷。西南坳陷和东南坳陷皆属断陷性质，前者受塔拉斯—费尔干大断层控制，后者被车尔臣河断裂与阿尔金大断裂所制约。发育含煤建造的湖沼—河流相沉积。西南坳陷南部分布有较深水的湖盆，是侏罗系的生油区。山间盆地中，吐—哈盆地、伊宁盆地、三塘湖盆地、和什托洛盖盆地、焉耆盆地及库木库里盆地等，是含煤盆地，其中吐鲁番北部凹陷湖水较深，亦是良好的生油凹陷。本区南部，喀喇昆仑海域为近岸滨海相沉积，东昆仑的喀拉米兰地区已由残余泻湖变为淡水湖盆（图 1-3-4）。

白垩系开始沉积时，在三叠、侏罗纪长期剥蚀准平原化条件下，有些盆地已经萎缩以致消失。准噶尔盆地范围基本未变，吐—哈盆地和库普盆地有所缩小，塔里木盆地的北部坳陷和东南坳陷大大缩小，其余山间小盆地基本消失。唯塔里木西部晚白垩世时，古特提斯海水经阿莱依海峡进入，形成西塔里木海湾，其范围大大超过侏罗纪陆相盆地。陆相下白垩统，岩性岩相基本一致，是一套杂色条带泥质岩夹砂岩，底部为砾岩；上白垩统岩性变化较大，以黄褐色砂岩及红色砂、泥岩为主，属湖泊—河流相沉积，但湖水浅，对油气生成不利。唯准噶尔南缘四棵树—安集海一带暗色泥岩较多，可能有一定的生油条件。西塔里木海湾，晚白垩世沉积属浅海—泻湖相，产大量的牡蛎、菊石、瓣鳃、腹足、有孔虫、介形虫等海相化石。其范围东到和田，南临昆仑山麓，北到麦盖提一线。昆仑山以南的阿克赛钦地区，早白垩世已成海域，为正常浅海相碳酸盐岩并见火山岩。晚白垩世该海域已扩大到乔戈里区。本海域与古特提斯海域相连通。

早第三纪的古地理面貌因喜马拉雅运动而改观。喜马拉雅运动使新疆各山系普遍上升，使原有的山间盆地恢复了沉积，有的还扩大了沉积范围；同时新产生许多山间小盆地。西塔里木海域进一步扩大，形成东陆西海统一的大盆地。准噶尔盆地南缘为湖相沉积，大面积被河流相沉积占据，沉积中心在独山子—沙湾一带，是该盆地第三纪的生油凹陷。早第三纪准噶尔盆地的面积较白垩纪时有所扩大，往北与布尔津盆地连接，向西与博乐盆地相通。北疆地区其他各山间盆地，如伊宁、大小尤尔都什、焉耆、库米什、三塘湖及吐—哈盆地，已发展到与现今盆地范围相似。塔里木盆地在早第三纪开始形成统一的沉积盆地，大致面貌是东高西低，东陆西海。西塔里木海湾海域，南部已越过和田河，进到东塔里木；北部在柯坪、库车地区都见到海相夹层，表明该时期海水一度侵漫到这些地方。西塔里木海湾有三个沉积中心，即和田以北，叶城以南，喀什以西。但由于水体较浅，属滨浅海—泻湖相，未能成为良好的生油凹陷。早第三纪末期，喜马拉雅运动进一步发展，使阿莱依海峡抬升，西塔里木海湾随之消亡。此外，喀喇昆仑在早第三纪回返褶皱成山，海水全部退出，仅在零星分散的山间盆地中堆积了厚度不大的山麓—河流相红色沉积物。

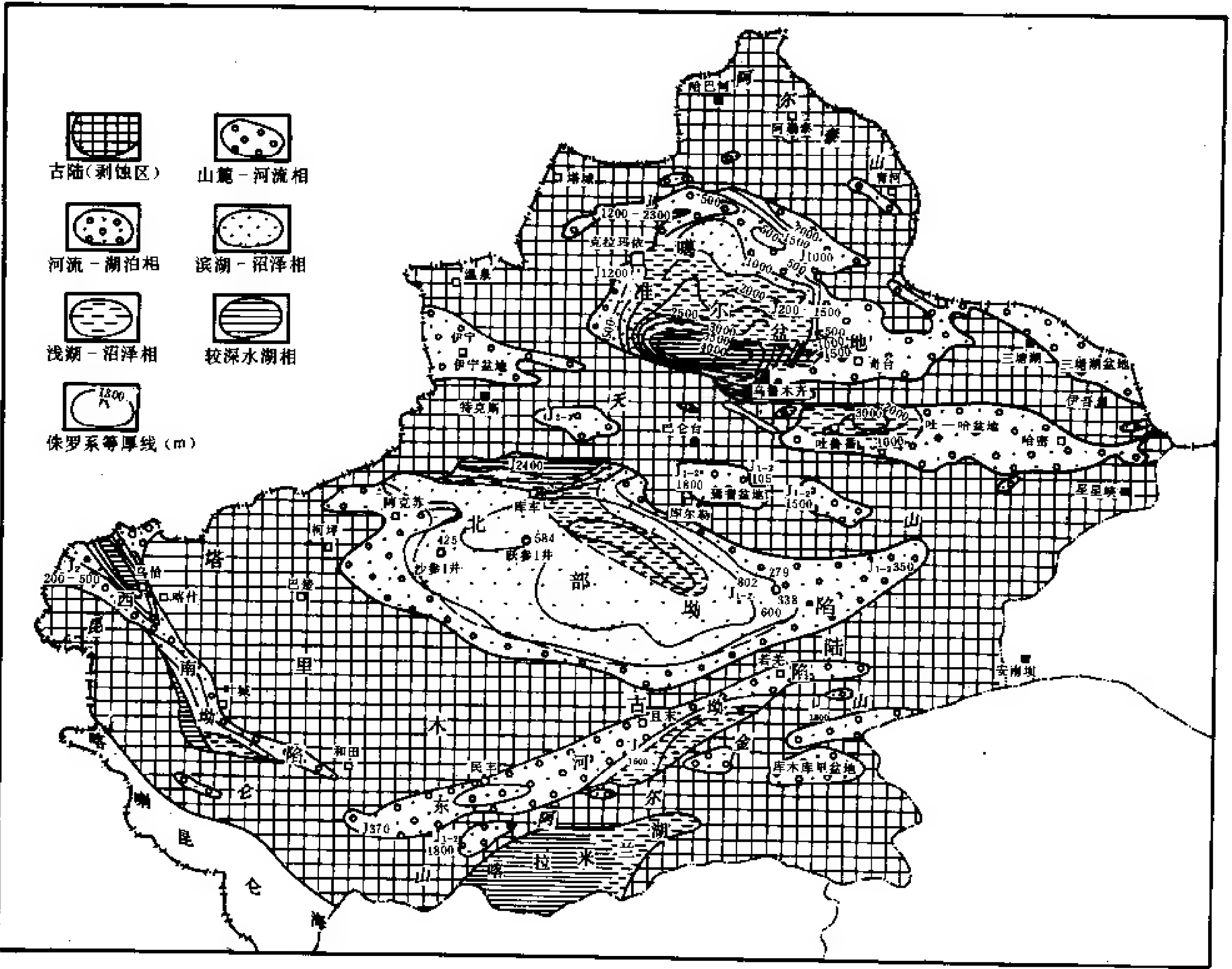


图 1－3－4　新疆侏罗纪古地理图（据王汉生图修编）

（国界依据 1989 年版中华人民共和国地图）

晚第三纪，喜马拉雅运动进一步发展，使新疆各山系急剧上升，上升速度越来越大，形成高山深谷，更多的山间盆地形成，沉积物从下到上变粗，厚度巨大，其古地理面貌与现今情况大体相似。准噶尔盆地山麓—河流相沉积发育，中新世晚期南缘有小范围浅湖相沉积，沉积中心在乌苏—独山子一带。塔里木盆地，在早第三纪海陆沉积基础上，进一步发展成为统一的内陆沉积盆地，显著特点是上第三系分布广，面积大，俗称“黄被子”。如固满1井，钻至7002米尚未钻穿上第三系。中新世有浅水湖泊，有库车湖、阿瓦提湖、喀什湖和叶城湖，其中有与残余海水有关的介形虫和有孔虫。因水体较浅，它们不是良好的生油凹陷。中新世后，新疆已开始出现沙漠环境，主要分布在麻扎塔克、唐古兹巴斯和且末以北一带。唯吐—哈和库木库里山间小盆地，晚第三纪为湖相沉积，特别是库木库里盆地石马沟组（$N_{1-2}s$）为灰黑色页岩，可能具一定的生油潜力。其余山间小盆地的晚第三纪沉积皆为河流—山麓相粗碎屑充填。

第四章 沉积盆地分类及含油气远景分析[●]

第一节 沉积盆地分类

盆地这个概念由地理学引入地质学后，就被广泛应用，成为石油、天然气和沉积矿床勘探开发的基本对象。法国地质学家A.Perrodon指出，没有盆地便没有石油。我们从石油地质学的角度出发，认为盆地是在一定的地史阶段内，受同一构造运动作用而形成的统一沉降区，沉积岩厚度通常在数千米或万米以上。地史上的盆地，今天有的变为平原，有的变为高山，也有的依旧是现代地理上的盆地。世界上形形色色的沉积盆地，不管是海相盆地，还是陆相盆地；不管是古生代盆地，还是中、新生代盆地；亦不管是地槽区盆地，还是地台区盆地，无一不受大地构造和地球动力学环境所控制。

据伍致中1981年的研究，新疆主要有22个沉积盆地，总面积约92万平方千米，占全疆总面积的56%，其中面积大于10万平方千米的盆地2个，1万～10万平方千米的盆地8个，小于1万平方千米的盆地12个。其中，有5个盆地发现了油气田或油气显示。王汉生(1985)在前人研究的基础上，重新编制了新疆沉积盆地与含油气评价图，并以含油气盆地为主要研究对象，综合考虑沉积作用和构造作用，以构造为主导因素，结合新疆沉积盆地的实际情况，提出以下三条分类原则:①大地构造背景。无论何种盆地，其形成机制、发展与演化，都受所处的大地构造环境所制约。特别是盆地基底的活动性质及其在不同阶段的发展，对于含油气盆地尤为重要。一般来说，发育在地壳稳定区和过渡区的盆地，是较有含油气远景的盆地，而活动区内的盆地，不具备良好的油气保存条件;②不同的构造体制。朱夏1983年提出对古生代的与中、新生代的盆地应该按体制的改变进行双重的分类。他认为中国从印支运动以来出现了一种新的构造运动体制，改变了以前的古生代构造格局。盆地作为大地构造的次级单元，它的形成与演化从属于当时的构造运动体制。田在艺1982年也认为，印支运动是中国、也是全球地质历史发展过程中一次划时代的构造变动，在此前后形成的含油气盆地，性质是截然不同的，从而也导致两种不同的勘探领域。甘克文1982年在对世界含油气盆地进行分类时，也应用双重分类的原则，并把二叠纪开始发育的盆地归属中新生代盆地范畴。这种划分在新疆，特别是在北疆地区具有十分重要的意义;③从油气勘探的实践出发。按盆地面积大小、构造位置、沉积特征及油气资源量的估算等诸因素进行综合分析，以含油气远景的优劣进行分类，也是重要的分类原则。从编制的新疆沉积盆地与含油气评价图看，新疆共有沉积盆地49个，其中盆地面积大于10万平方千米的大型盆地2个——塔里木盆地和准噶尔盆地；盆地面积在1万～10万平方千米的中型盆地8个——吐—哈盆地、红其拉甫盆地、库木库里盆地、三塘湖盆地、伊宁盆地、福海盆地、布尔津盆地和焉耆盆地。其余的盆地，面积都小于1万平方千米，属于小型盆地。根据上述三条分类原则，在王汉生（1985）分类方案基础上分为以下四类沉积盆地。

一、大型组合叠加盆地

●本章主要引用了王汉生"新疆含油气区大地构造与远景评价"的资料。

对于大型沉积盆地来说，常常是在复杂基底上形成不同类型的组合，在纵向上又被不同体制、不同类型的盆地在不同程度上叠加，因而构成复杂的组合叠加盆地。这类沉积盆地有2个，即准噶尔盆地和塔里木盆地。

准噶尔盆地，泥盆纪以前为古地块隆起抬升区，上古生代（D_3—C_1）属古地台型盆地；古生代晚期（C—P）为过渡时期，是西北部和南部的山前—台缘坳陷型与东部的台缘断陷型及中部的台内坳陷型盆地的组合；中、新生代是中间地块型盆地与周边过渡型盆地的叠加。

塔里木盆地，古生代属古老的台型盆地（陆表海）；中生代是断陷型盆地（西部和南部）和山前坳陷型盆地（北部）及坳陷型盆地（中部）的组合；晚白垩—早第三纪是坳陷型盆地与西部断陷海湾型盆地的组合；新生代属中间地块型盆地。塔里木盆地是上述各时期组合盆地的叠加。

二、山间盆地

在古生代褶皱内，于褶皱形成之后产生的后生盆地。它们大多是在复向斜或断陷基础上发育而成。该类沉积盆地最多，主要有40个。其中，山间坳陷型盆地34个；山间断陷型盆地6个。

山间坳陷型盆地有：吐—哈盆地、和什托洛盖盆地、柴窝堡盆地、二塘沟盆地、焉耆盆地、库米什盆地、福海盆地、布尔津盆地、塔城盆地、托里盆地、吉木乃（木呼尔侨）盆地、和丰盆地、精河盆地、大尤尔都什盆地、小尤尔都什盆地、库普盆地、巴里坤盆地、伊吾盆地、牙满苏盆地、野马泉盆地、塔什库尔干盆地、（林济塘）（阿克萨依）盆地、希迪拉盆地、喀拉喀什盆地、硕尔湖盆地、库木库里盆地、吐云盆地、克尔库盆地、鲸鱼湖盆地、东流泉盆地、刀峰山盆地、阿尔喀什盆地、二台盆地及柴达木盆地（新疆部分）。

山间断陷型盆地有：捷列提克（阿克同套）盆地、后峡盆地、库山河盆地、阿拉克盆地、吐拉盆地、塔吐克勒盆地。

三、古地块上叠山间盆地

具有前寒武纪古老地块依托的山间盆地。这类盆地与上述山间盆地相似，不同之处是它们发育在稳定的古老地块内，并经历古地块沉没和古生代地层的褶皱回返后才发展起来，既有前寒武纪古老基底，又有古生代台型沉积或古生代褶皱带作"基础"。这类沉积盆地有6个，即乌什盆地、苏巴什盆地、普昌盆地、博乐盆地、特克斯（昭苏）盆地和伊宁盆地。

四、后古生代地台盆地

红其拉甫盆地以前叫弧后盆地。该盆地"下伏地层为志留泥盆系的褶皱基底及晚古生代（石炭二叠系）台型沉积"，其上"主要发育古地中海的中生界。三叠系为石灰岩及杂色碎屑岩，含石膏，厚300～700米。侏罗系为海相、海陆交互相碎屑岩、石灰岩夹煤层，厚250～2300米。白垩系以石灰岩为主夹少量碎屑岩，并含安山岩，厚540～1970米。第三系分布局限。本区中生界不具备典型的槽相建造特征，加之火山活动微弱"。故改称后古生代地台盆地，较为恰当。

新疆沉积盆地分类及评价见表1-4-1。

表1-4-1　新疆沉积盆地分类及评价简表

序号	盆地名称	油气评价	盆地类型	盆地面积（km^2）	沉积岩厚度（m）	生油层时代
1	塔里木	已知的含油气盆地	组合叠加	570734	21000	Є—O、C—P_1、J
2	准噶尔		组合叠加	130204	16000	C—P_1、P_2、T_3—J_2、E_{2-3}
3	吐—哈		山间	56313	9000	P_2、T_3—J_2
4	柴达木		山间	新疆境内 1270	略	略

续表 1-4-1

序号	盆地名称	油气评价	盆地类型	盆地面积 (km^2)	沉积岩厚度 (m)	生油层时代
5	柴窝堡	有希望含油气盆地	山间	2936	>4000	P_2、T_3—J_2
6	三塘湖		山间	22935	>3000	P_2、J
7	伊宁		古地块上叠	18297	8500	P_2、J
8	库木库里		山间	25620	5500	J、R
9	焉耆		山间	11010	3560	T_3—J_2
10	红其拉甫		后地台	29017	9000	C_2—P_1、Mz、E
11	和什托洛盖	较有希望含油气的盆地	山间	6145	5500	T_3—J_2
12	福海		山间	16096	1000	C—P
13	布尔津		山间	11730	1000	C—P
14	和丰		山间	3756	<1000	J_{1-2}
15	库普		山间	4430	970	J_{1-2}
16	捷列提克		山间	2090	6000	T、J
17	吐云		山间	1623	1100	C、E
18	精河		山间	5636	2000	
19	特克斯(昭苏)		古地块上叠	5320	600	J
20	小尤尔都什		山间	2943	1350	J
21	大尤尔都什		山间	4746	1350	J
22	博乐		古地块上叠	3160	1270	J
23	后峡		山间	1560	2620	J
24	库米什		山间	6195	2528	J
25	塔什库尔干		山间	3230	不详	
26	东流泉		山间	2040	不详	
27	吐拉		山间	8160	3800	J
28	乌什		古地块上叠	5952	不详	C—P
29	苏巴什		古地块上叠	2154	不详	P_1
30	普昌		古地块上叠	2451	不详	P_1
31	库山河		山间	1906	不详	
32	克尔库		山间	1252	不详	
33	阿尔喀什		山间	1940	不详	
34	鲸鱼湖		山间	3390	不详	

续表 1-4-1

序号	盆地名称	油气评价	盆地类型	盆地面积 (km^2)	沉积岩厚度 (m)	生油层时代
35	塔城	含油气希望很小的盆地	山间	8370	300	
36	吉木乃		山间	2466	>250	
37	伊吾		山间	1230	100	
38	二台		山间	2240	不详	
39	野马泉		山间	2225	不详	
40	牙满苏		山间	1659	不详	
41	希迪拉		山间	970	不详	
42	林济塘		山间	2913	不详	
43	喀拉喀什		山间	793	不详	
44	硕尔湖		山间	847	不详	
45	托里		山间	1390	不详	
46	巴里坤		山间	3070	100	
47	塔吐克勒		山间	5210	不详	
48	阿拉克		山间	5510	不详	
49	刀峰山		山间	1264	不详	

第二节　含油气远景分析

塔里木、准噶尔和吐—哈盆地为新疆的三大沉积盆地，其沉积岩总面积达 74 万平方千米，沉积厚度为 8000～15000 米。尽管它们的盆地性质和类型不同，油气藏类型各有特色，但都具有良好的生、储油条件和多套生储盖组合，地面油气显示 300 余处，油气资源极为丰富，已发现油气田多处，是我国最可信的油气资源后备基地。

含油气远景最大的塔里木盆地。1984 年 9 月，沙参 2 井在寒武—奥陶系碳酸盐岩地层中获得高产油气流，使塔里木盆地的油气勘探进入新的历史时期。随后，在沙参 2 井周围及桑塔木构造又发现几口高产油气井。新疆石油管理局原南疆石油勘探公司和石油工业部地球物理勘探局联合作战，从 1983 年开始雇请美国 GSI 公司两个沙漠地震队，在盆地腹部塔克拉玛干大沙漠中开展地震工作，从而使塔里木盆地的勘探由边缘深入到腹地，从局部发展到区域展开的新阶段，获得了大量的第一性地质资料。1985 年 11 月～1986 年 9 月，塔里木盆地综合研究联队，对盆地区域地质结构、石油地质及油气资源量做了较深入的评价，提出了“三隆四坳”的基本构造格局，即塔北隆起、塔中隆起、塔南隆起、库车坳陷、北部坳陷、西南坳陷和东南坳陷；四套生油层系，即地台区寒武—奥陶系、石炭—二叠系和陆相上三叠统—中下侏罗统，以及海相上白垩统—下第三系；五套含油气组合，即寒武—奥陶系、石炭—

二叠系、二叠—侏罗系、上白垩统—下第三系及上第三系次生储油组合。勘探工作在区域展开的基础上，进行战略突破。首先，在轮南构造2号井三叠系砂岩地层中获得日产原油650立方米、天然气10万立方米的高产油气流。随后，又在该构造的奥陶系碳酸盐岩地层中获得高产油气流；在英买力构造群的奥陶系及东河塘构造石炭系地层中也获得高产油气流。更令人振奋的是全国圈闭面积最大的塔中1号巨形构造，1989年在沙漠腹地喷出高产油气流，成为塔里木盆地油气勘探史上新的里程碑。与此同时，盆地西南缘的柯克亚油气田，经详探开发，证明是一个高产优质油气田，每平方千米储量近300万吨，其深部勘探也取得很好的结果，并准备向更深的海相下第三系进行深部钻探。不难看出，塔里木盆地油气远景是新疆含油气盆地之冠，也是全国石油产量的战略接替区。

稳步发展中的准噶尔盆地。从1955年10月29日克拉玛依1号井喷油以来，勘探开发不断发展，石油储量和产量稳步上升。到1989年底，已累计生产原油8926万吨，1989年生产原油640万吨。石油储量和原油产量的90%以上，都集中在盆地西北缘的克拉玛依大逆掩断裂带上。总的看来，盆地油气资源丰富，不少地方勘探工作量还很小，油气勘探的潜力还是很大的。近年来勘探工作主要在盆地东部，发现并开发了火烧山油田，在帐—北隆起南部找到了北三台油田，在博格达山前阜康断裂带找到了马庄气藏、小泉沟油藏和台3断块油藏，最近又在彩南地区获得突破。彩参2、彩8、彩9、彩10相继喷出高产优质工业油流，展现出准噶尔盆地东部又一新油区的发现和良好前景。盆地西北缘近几年勘探工作量较小，通过广大地质人员的精心研究，使老油区的深化勘探迈出了可喜的步伐。以1989年为例，介于克拉玛依油田和百口泉油田之间的斜坡区的上二叠统白碱滩组喜获工业油流，并进行了开发，获得显著的效果。上三叠统白碱滩组中下部是一套很厚的暗色泥岩，一直被当作克—乌油区的区域盖层。在区域盖层的顶部，发现上千万吨的油藏，不能不认为是解放思想，深化勘探的成果。稠油资源在克拉玛依是十分丰富的，近年来通过注蒸汽获得成功，年产稠油已达到100万吨以上，克拉玛依重油开发公司已成为新疆第二大采油厂。盆地南缘勘探最近出现新的转机，位于独山子油田以西的西湖背斜2号井，恢复试油时在井深3651～3640米（N_1s），初期日产油22立方米，天然气5000～7000立方米，使盆地南缘第三系构造含油评价有所提高。盆地腹部由于沙漠覆盖，加上地下潜水面较深，给地震勘探带来困难，深层资料迄今仍在攻关。就初步地震资料看，区域地质结构轮廓已显示出来。三个泉南斜坡发现了一些构造圈闭，中央隆起带上亦发现莫索湾等大型构造圈闭，盆地腹部石南3号西、莫索湾、玛湖和新光构造已拟定井位，钻探工作即将开始。总之，准噶尔盆地含油气远景是很大的，无论是老油区的深化勘探和新区勘探，都会不断地取得新成果，使该盆地石油储量和产量稳步发展。

正在崛起的吐—哈盆地，石油勘探已跃上一个新台阶。该盆地有效勘探面积4.19万平方千米，其中吐鲁番盆地2.3万平方千米，沉积岩最大厚度达9000米，沉积时代是二叠纪—第三纪。它与准噶尔盆地的沉积特征和发展历史十分相似，都是从二叠纪开始发展起来的中新生代陆相沉积盆地，类似苏联人在中亚划分的后地台沉积盆地，具有古生代褶皱基底，二叠系是过渡层，其上是中新生代沉积。吐—哈盆地在50年代就已发现胜金口油田和七克台油田，但后来该盆地的勘探一度处于停滞状态。1984年开始恢复该盆地的石油勘探工作，截至1989年底，完成数字地震剖面12363.71千米，并先后完成全盆地1∶50万航磁测量和哈密坳陷1∶20万航磁测量。从而，进一步弄清楚了盆地的深层构造和构造格局，发现并落实了52个局部构造，圈闭面积累计达1675.3平方千米。其中，吐鲁番坳陷内35个，

圈闭面积 625.3 平方千米。评价出一批有利的含油构造。位于部善构造的台参 1 井和丘陵构造的陵 3 井，在侏罗系获工业油流；位于伊拉湖构造的托参 1 井，在三叠系发现很厚的油层，并获得工业油流。该盆地将成为新的油气区，据估计 1990 年将建成一定规模的石油生产能力，并始生产原油。

除此而外，油气勘探已发展到柴窝堡盆地和伊宁盆地。这两个沉积盆地的沉积特征和发展史，和准噶尔盆地、吐—哈盆地十分相似，亦是从二叠纪开始发展起来的中、新生代陆相沉积盆地。柴窝堡盆地在柴窝堡构造的二叠纪地层中获得了低产工业油气流，白杨河构造亦在二叠纪地层中发现了油气显示，但迄今未试出油来。伊宁盆地，在察布查尔等构造上进行钻探，亦在二叠纪地层中发现了油气显示，目前仍在继续钻探。这两个盆地的勘探工作刚刚开始，已证实为含油气盆地，并显示出一定的含油气远景。

通过上述沉积盆地地质研究和新疆油气勘探进展的分析，已比较清楚地勾画出新疆各类沉积盆地的含油气远景。台型的沉积盆地，不仅盆地面积大，而且油藏面积大而稳定，油气储量大，单井产能高，塔里木盆地就是典型。虽然目前它的油气储量和原油产量远不如准噶尔盆地，但在不远的将来，它一定能成为新疆石油工业之冠。准噶尔盆地，从沉积盆地分类看，亦属大型的组合叠加盆地，但不同于塔里木盆地，它不是海相沉积为主的台型盆地，而是以二叠纪沉积为主发展起来的陆相中、新生代沉积盆地。从盆地含油气远景看，准噶尔盆地应排在塔里木盆地之后，而在其他中、新生代沉积盆地之首。吐—哈盆地前已述及，它与准噶尔盆地的性质及沉积特征十分相似，但它的面积只是准噶尔盆地的十分之四，它的含油气远景应列第三位。其余的沉积盆地，如目前已见油气显示的伊宁盆地、柴窝堡盆地、三塘湖盆地，还有与柴达木盆地沉积相似的库木库里盆地，中、新生代沉积相对发育的焉耆盆地、红其拉甫后地台型盆地，亦划为有希望含油气的盆地。和什托洛盖、福海、布尔津、和丰、库普、捷列提克、叶云、精河、特克斯、大尤尔都什、小尤尔都什、博乐、后峡、库米什、塔什库尔干、东流泉、吐拉、乌什、苏巴什、普昌、库山河、克尔库、阿尔喀什和鲸鱼湖等 24 个沉积盆地，由于有一定的沉积厚度，或可能有生油条件，或相邻地区发现有油气等，都划入较有希望发现油气的沉积盆地。最后，还有塔城盆地等 15 个沉积盆地，由于沉积厚度太薄，生油条件不好，都划入含油气希望很小的沉积盆地（图 1–4–1）。



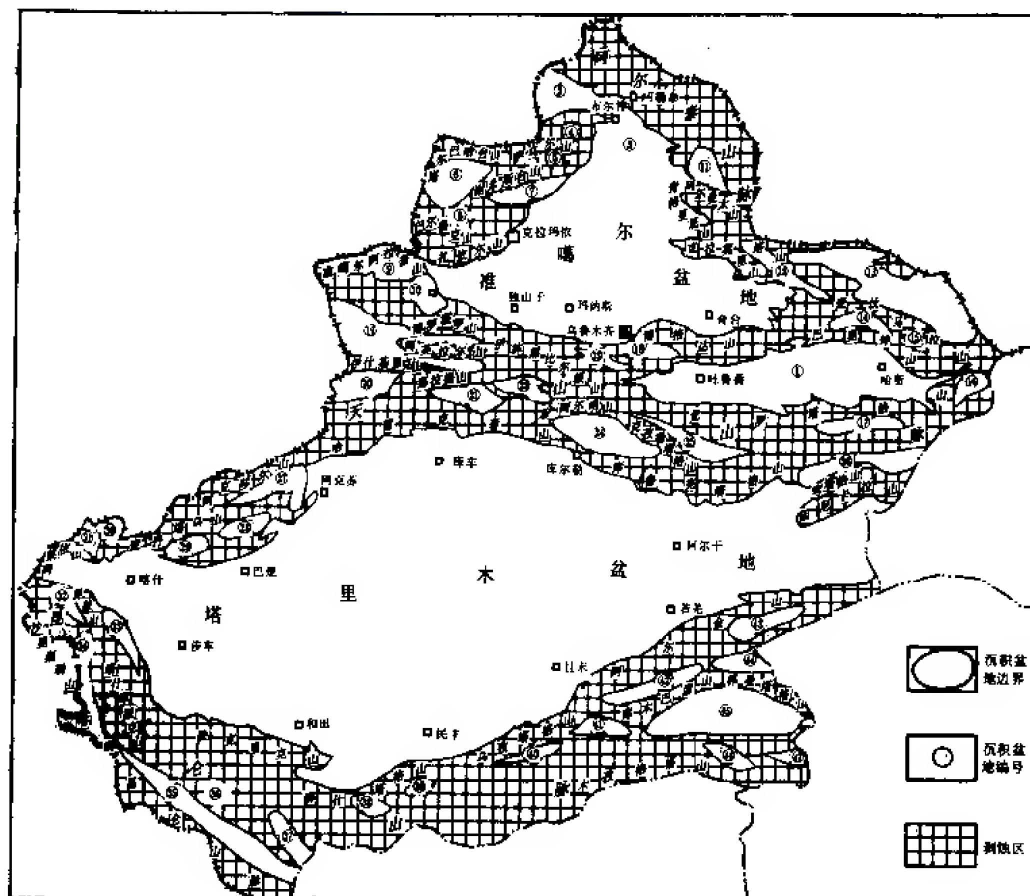


图 1-4-1 新疆沉积盆地分布略图

(据王汉生图修编)

(国界依据 1989 年版中华人民共和国地图)

①吐鲁番—哈密盆地；②布尔津盆地；③福海盆地；④吉木乃盆地；⑤和丰盆地；⑥塔城盆地；⑦和什托洛盖盆地；⑧托里盆地；⑨博乐盆地；⑩精河盆地；⑪二台盆地；⑫库普盆地；⑬三塘湖盆地；⑭巴里坤盆地；⑮伊吾盆地；⑯野马泉盆地；⑰牙满苏盆地；⑱柴窝堡盆地；⑲伊宁盆地；⑳昭苏盆地；㉑大尤尔都什盆地；㉒小尤尔都什盆地；㉓后峡盆地；㉔焉耆盆地；㉕库米什盆地；㉖阿拉克盆地；㉗乌什盆地；㉘苏巴什盆地；㉙普昌盆地；㉚吐云盆地；㉛捷列提克盆地；㉜克尔库盆地；㉝库山河盆地；㉞塔什库尔干盆地；㉟红其拉甫盆地；㊱希迪拉盆地；㊲林济塘盆地；㊳喀拉喀什盆地；㊴硕尔湖盆地；㊵刀峰山盆地；㊶东流泉盆地；㊷吐拉盆地；㊸塔吐克勒盆地；㊹柴达木盆地；㊺库木库里盆地；㊻鲸鱼湖盆地；㊼阿尔喀什盆地

(塔里木盆地、准噶尔盆地本图中未编号)

参考文献❶

王汉生，1984，新疆古地理骨架与找油方向，第5卷第3期。
李溪滨，1989，新疆油气区勘探现状，新疆石油地质，第10卷第1期。
彭希龄，1981，新疆构造概况与石油地质基本特征，新疆石油地质，第2卷第1期。

❶本篇主要根据新疆石油管理局生产和研究单位各种资料和研究成果（未刊稿）编写。

第二篇　准噶尔盆地



第一章 概　况

第一节 地理概况

准噶尔盆地位于新疆维吾尔自治区北部，是新疆境内三大盆地之一。它的四周为褶皱山系所环绕，西北为西准噶尔山，东北为阿尔泰山，南面为北天山山脉，呈现出一个三角形封闭式的内陆盆地。面积 13 万平方千米。沉积岩最大厚度 14000 米，是一个油气资源十分丰富的含油气盆地。目前已发现的油气田，多位于盆地四周边缘。

盆地由外向里地形的总特征是南面的天山、东北的阿尔泰山为雪岭高山，西北的玛依里—扎依尔山系为中、低山地；盆地边缘为海拔 600～1000 米的丘陵与平原区过渡带；盆地内一般海拔在 500 米左右，略显东南高、西北低，以玛纳斯湖—艾比湖为地表河流的汇流中心；盆地腹部为面积约 4.8 万平方千米的库尔班通古特沙漠覆盖区（图 2-1-1）。

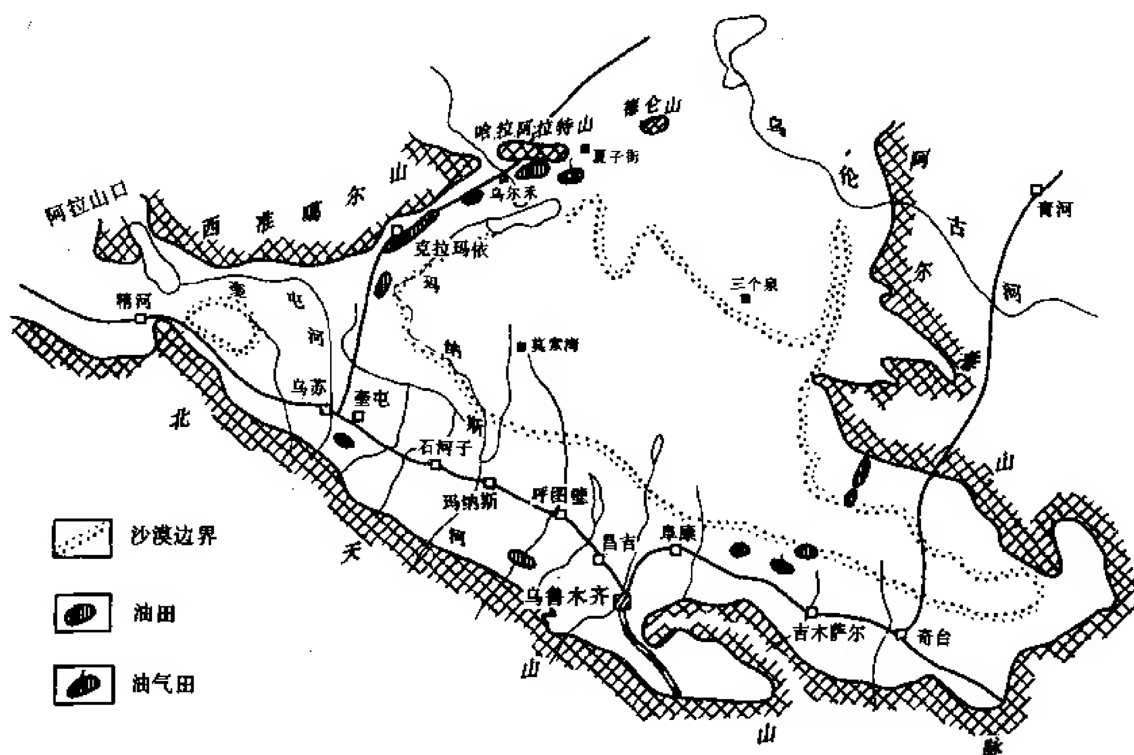


图 2-1-1　准噶尔盆地地理位置及油田分布图

盆地为大陆性半干旱—干旱性气候，山地气候的垂直差异比较明显。降雨量少，年温差、日温差较大。夏季炎热，气温在 20～30℃之间；冬季寒冷，气温在-10～-20℃之间。年平均气温为-4～+9℃。昼夜温差一般为 10℃。年降雨量平均为 150 毫米，但阿尔

泰、天山地区可达600毫米。夏季缺雨，冬季多雪，最大积雪厚度达80～90厘米。春秋多7～9级大风，风口风力常有11～12级。风向西北，多为西伯利亚冷空气入侵，故春季低温并导致春旱。东南风多为暖流，风力一般5～7级，在夏季往往是造成炎热酷暑、山岳冰雪融化的主要因素。靠近沙漠边缘的西北缘与东北缘各油田，七月份前后气温常高达40℃以上。

由于受干旱性沙漠气候影响，虽然四周山区流向盆地内河流较多，但盆地北部除佳木河与乌伦古河外，其余皆为季节性河流，只在春季消雪及夏季暴雨期有流水，平时则为无水干沟。南部因毗邻高入云霄的北天山，该山一般高度在海拔2500米以上，原始冰雪丰厚；水源充足，故河流多为流向盆地中部的常年性河流。自东向西较大的河流有：白杨河、三工河、乌鲁木齐河、大西河、玛纳斯河与奎屯河等。正是由于这些常年性河流的存在，在长约500千米，宽约60千米的盆地南缘，水利资源丰富，形成了肥沃的绿洲。无论永久性或季节性河流，最终均流失于沙漠中，或积水成湖泊。湖泊有艾比湖、艾里克湖、乌伦古湖与玛纳斯湖等。这些湖分别为奎屯河、佳木河、乌伦古河及玛纳斯河所注入。但由于荒地的开发，工农业用水倍增，河流大都注入大小不等的水库，致使湖泊注入水量减少，加之蒸发量大，所以大都咸化或干涸，成为产盐碱基地。

盆地腹部，为古尔班通古特沙漠，面积4.8万平方千米。由于受西部西伯利亚较湿冷空气的影响，边缘部分沙丘有湿润性表层沙存在，形成了少量半固定性沙层，因而沙漠中植被覆盖面积达20%。但是，同样也由于受西北风的影响，形成大部分沙漠由西北向东南移动，因而奇台县区农田亦受到沙漠侵害。沙丘多呈垅岗状与新月状，一般垂直高度5～10米，对在沙漠中进行石油勘探造成了多方面的困难。

据统计，新疆天然地震比较频繁，准噶尔盆地也同样如此。由于四周山系的块断活动，特别是天山在第四纪以来的不断上升，所以地震经常发生。大震如：1906年12月23日玛纳斯县附近的8级地震、1931年在青河一二台发生的8级地震、1965年11月13日在乌鲁木齐附近达板城发生的6.6级地震等，虽为破坏性地震，但因都发生在居民少的近山区，相对造成灾害较轻。微震及小震较多，特别是靠近北天山主峰博格达峰附近的县市，经常有微震出现。近1～2年内，由于靠近我国边境的哈萨克斯坦境内发生了几次6级左右地震，波及克拉玛依市，为预防万一，油田已采取防震措施。由于新疆对天然地震的重视，对防震与预报等措施都比较及时，加之山区地广人稀，天然地震不会造成很大危害。

其他灾害有山洪暴发与冰雹等，虽经常发生，但均系局部性，危害面小。

盆地范围内的主要城镇，均位于盆地周缘，特别是盆地南缘，是城镇与人口集中区。自治区首府乌鲁木齐市是最大的城市，人口146万，为全疆政治、文化与工业中心。其他城市有昌吉市、石河子市、奎屯市与克拉玛依市。除克拉玛依为石油勘探、开发与炼制城市外，其他均属于工农业并举城市。上述城市均为新中国成立后扩建与新建的现代化城市，规化布局合理，引水绿化及时，均被誉为花园式城市。其他近20个县级城镇，除独山子为石油炼制城市外，均因工业起步较晚，农业占比重较大。

目前，盆地范围内的交通尚属发达，已建成以公路为主、铁路与航空密切配合的交通网。公路以乌鲁木齐市为中心，沿盆地四周均有沥青路面的主干道通往各县市及主要城镇。铁路除兰州到乌鲁木齐的兰新路及库尔勒经吐鲁番到乌鲁木齐的南疆路外，近期已有乌鲁木齐向西铺轨到国境线阿拉山口的北疆路，现已和苏联边境铁路接轨，成为一条新的国际干线。在空运方面，乌鲁木齐市已成为我国主要的国内与国际空港。向西通西亚、欧洲与非洲各国；东达北

京、上海、广州、沈阳等各大城市；区内亦有航线飞抵南北疆主要市县。

盆地范围内，由于有丰富的石油、煤炭、各种有色金属、稀有金属及盐碱类沉积矿床，所以目前沿盆地四周已建成石油、煤炭、钢铁、电力、冶金、机械、化工、水泥、皮革、毛棉纺织、制糖等现代化轻重工业基地。

第二节　油气勘探概况

一、勘探工作量及勘探程度

盆地的正规石油勘探工作，始于中苏石油股份公司成立后的1951年。但由于盆地面积大，第四系覆盖面积也大，尤其是沙漠区，在当时条件下，未能投入大量勘探工作。根据先易后难的原则，勘探工作大致按照石油地质调查、地球物理勘探和钻探顺序进行。

（一）石油地质调查

早在抗日战争时期，新疆地方政府即与苏联合作，对盆地南缘及西北缘广大沉积岩露头区进行地质调查，并开始采炼独山子石油。与此同时，苏联一些地质学家，已开始对这两个地区做路线地质调查及部分小比例尺的填图工作。在此基础上，从1951年开始，对这两个地区，用不同比例尺，逐步开展了大规模的地面地质调查。到1958年的新疆石油管理局时期，前后共8年，投入约47个队年，全部完成1∶5万的地质详查。对部分构造又择优做了细测填图，为钻探提供了条件。

盆地东北缘与北缘的地面地质调查，开始于1955年。当年地质部631队，对该地区做了1∶50万与1∶20万的地质调查。在此基础上，从1957～1958年，新疆石油管理局先后投入了约25个队年，全面完成了地质详查工作。在上述工作进行的同时，对缺水的盆地北部及东北部亦进行了水文地质调查，对部分地区还进行了水文地质钻探，并逐步开展了地质专题研究与综合研究，统一了地层划分，对含油有利的构造提出了进一步工作建议。对填图中遗留的小块地区，又于1959年做了补遗。至此，全面完成了全盆地地面地质调查，并按生产需要，编绘出不同比例尺的地形地质图。

（二）地球物理勘探

1951～1959年，用了13个队年，完成了全盆地重、磁力普查，完成面积19万平方千米。与此同时，在重点区的小拐、三个泉、沙丘河及卡因迪克地区进行了重、磁力详查，共完成面积1.2万平方千米。

1982年，在全盆地又进行了1∶20万的航磁详查，完成面积17.1万多平方千米，对盆地区域地质结构提供了较为可靠的解释依据。为了钻探需要，又于1987～1989年，在盆地南缘的托斯台和三台—米泉的山区构造复杂带，进行了高精度重、磁力细测，提出了断裂分布等多种解释图件和成果。

1953～1959年，对盆地中西部进行了电法勘探，并做了两条横穿盆地腹部的大剖面。共完成剖面16026千米。

地震勘探开始于1952年，当时使用的是苏制及国产24道光点地震仪。到1972年，共动用49个队年，完成剖面15600千米。其中大部分队年都用于西北缘油田勘探。第二阶段为1973～1978年，是"模拟"地震勘探。全盆地共使用19个队年，完成剖面2669千米。对西北缘断裂带的解释，提供了较可靠的资料。1979年，开始了数字地震，开创了沙漠勘探，到1989年，全盆地使用了133队年，完成多次覆盖剖面68379千米。至此，对盆地腹



部沙漠区沉积岩时代、厚度、分布、接触关系及构造特征等，开始有了一个完整的全面认识。但沙漠区大都属于地震普查阶段，还有待进一步工作。

（三）钻探

从1951年开始，首先对独山子油田扩大钻探，并逐步对该油田附近的第三系构造进行预探，获得了较好的结果。1955年10月，克拉玛依1号井出油后，大规模钻探开始移向盆地西北缘。在扩大油田含油面积的同时，于1958年前后，对南缘与东北缘沙丘河地区的地面构造，根据目的层埋藏深浅，使用不同类型的钻机，对有希望的含油构造，钻了一批探井，除发现了齐古油田外，在13个构造和地区见到了油流和油气显示。

从1980年开始，为了整体解剖西北缘断裂带和寻找新油田，对红山嘴—车排子和乌尔禾—夏子街地区集中钻探，并对东部沙门子—帐篷沟地区和北三台—三台地区开始了预探。至1984年，对西北缘两个地区的钻探均获得了良好的效果，发现了一批新油田和一批见工业油气流的井。

为了探明盆地东部的含油前景，从1985年起，大量的钻探工作都集中于吉木萨尔—阜康县以东。至1990年底，发现了一批油田和见工业油气流的井。

总之，从1951年至1990年，钻探井2265口，进尺3105221万米；获工业油气流的井938口。其中，1951～1978年的27年时间，共钻井987口，进尺112.85万米；而1979～1989年仅10年时间，钻探井1678口，进尺174.1373万米；与前27年相比，井数与进尺都将近翻了一番，获得的石油与天然气地质储量翻了一番还多。

二、勘探主要成果

通过30余年来对盆地的勘探与综合研究，对它的地质结构、生储层分布、油气运移和聚集等都有了较为明确的认识，同时亦积累了各项石油地质资料。在此基础上，于1986年完成了全盆地油气资源评价，计算了油气及煤成气总资源量，为今后的勘探奠定了物质基础并指出了勘探方向。

全盆地共发现地面构造153个。得到地震证实的潜伏构造和地面构造110个。地震尚未证实的重力高有37个，这些重力高大都分布于盆地腹部，有待地震详查落实。对83个圈闭做了评价，其中分布于南缘30个，东部及北部43个，西北缘油区外围12个。

到1989年，先后在盆地发现的油田有：南缘有独山子及齐古2个油田，西北缘有克拉玛依、红山嘴、百口泉（含21井区气藏）、风成城、夏子街及车排子地区6个油田，东部有火烧山、北三台、三台（含马庄气藏及五梁山油藏）3个油田。另外，西北缘还发现有风成城、克拉玛依六—九区2个稠油区及几个小稠油区块（图2-1-1）。

已发现油流的构造和地区有：西湖背斜、霍尔果斯背斜、古牧地背斜和五彩湾地区。同时，经钻探，南缘已有13个地面构造见到了油气显示。

克拉玛依、红山嘴及百口泉3个油田，已建成年产能445.6万吨。克拉玛依六—九区稠油区亦建成稠油年产能111.18万吨。风成城油田、夏子街油田及风成城稠油区，现已着手进行开发。火烧山油田及北三台油田，已建成年产能140.04万吨。三台油田（含马庄气田）及小泉沟油田，正在进行详探。

至1990年底，准噶尔盆地已经累积产油9916.97万吨，当年产油680万吨。

目前，储量多、产能高的区块与构造，大部分已投入开发，未动用的区块与构造，大都储量少、产能低。另外，对齐古及独山子油田，也已着手进行扩大含油面积及寻找新的含油层位的勘探。西湖构造上的西参2井，已于1990年见工业油气流。现已布置地震详查和钻

井评价前的准备工作。有可能成为一个继独山子油田之后的新的第三系油田。对浅层已见工业油流的霍尔果斯构造，正开始钻探其深部含油气情况。

总之，虽然盆地的油气勘探取得了显著的成果，发现了一批油气田，证实了一批含油气构造及区块，明确了盆地属于多生油岩系、多储盖组合的大型含油气盆地。但是勘探程度相对说来还比较低，尤其是盆地腹部，在钻探上，尚属盲区，但人们都对盆地腹部寄予厚望。现已在盆参 2 井获得油流。1991 年在五彩湾南的白家海构造带上有 4 口井在侏罗系中获工业油流。可以预言，盆地腹部在本世纪末下世纪初无疑会成为准噶尔盆地勘探、开发的主战场。

第二章 勘探历程

第一节 1950年前勘探简况

准噶尔盆地蕴藏着丰富的石油资源。早在19世纪末20世纪初，在克拉玛依黑油山、独山子，乌鲁木齐以西的四岔沟、沙湾以西的博尔通古、玛纳斯东南的卡子湾及乌苏南边的将军沟等地区发现了大量的油气苗。当地老乡们都曾进行过土法开采和炼油，但其产量甚微，仅供燃灯所需。

1907年，新疆地方官吏为了增加地方财源，开始采用简单的机械，土法挖采石油资源。1909年，新疆商务总局从俄国购进了一座挖油机，在独山子开掘油井，至井深七八丈时，井内声如波涛，油气沸腾，直涌井口。这是新疆用机器钻凿的第一口20多米深的油井，也是新疆石油工业发展的开端。1913年，乌鲁木齐工艺厂收集各处的原油用土法进行提炼，采、炼技术都十分落后。

1935年，新疆地方政府和苏联合作，组成了独山子石油考查厂，对独山子地区的石油进行了地质调查和钻探。1936年10月，建立了独山子炼油厂。1936年9月第一口井开钻，1937年1月14日钻完井深200多米的浅井，自喷原油日产10多吨，但很快减少到1～2吨，不久即告枯竭。1941～1942年，是独山子油田开采的旺盛时期，开始在背斜南翼钻中深井。1942年11月完钻的20号井，井深730米，最初日产原油达40多吨，以后维持在10吨以上，是独山子油田第一口有较高产量的油井。21号井井深达1453米，是解放前独山子油田所钻的最深油井。1945年9月，当时新疆的三区革命军接管独山子油田后，成立了独山子石油公司，直到新疆和平解放后，才在独山子油田开展了大规模钻探，揭示了第三系褐色层及下绿色层的含油气性，从而肯定了独山子油田。

1949年新疆解放时，独山子油田全矿没有一部完整的钻机，只有2口9立方米的炼油锅、2台车床和1台电焊机，只剩下150多名工人，从事着各项繁重的体力劳动。工人们在2口浅油井中用像打水的辘轳一样的抽油工具捞油，每天可捞原油2～3吨。从1936年到1949年，共钻33口油井。1939～1950年钻井总进尺为14152米，1942～1950年累计采原油11497吨，还不到目前克拉玛依油田一天的产量。

1949年以前，中外地质学家在准噶尔盆地进行过零星的石油地质考察工作。1894～1909年，苏联著名地质学家B.A.奥布鲁切夫曾四次来盆地进行过考察，填制了1∶50万地质图，编写的考察报告对后来的石油调查有重要的参考价值。1935年，苏联科学考察团在准噶尔盆地南缘进行过区域地质调查，对油气苗做了描述；绘制了乌鲁木齐以西地区1∶20万地质图，对比划分了中、新生代地层，发现了一系列构造；并对这些构造的含油条件进行了评价；指出侏罗系煤系地层是生油岩系。1942～1943年，我国地质学家黄汲清、杨钟健及翁文波等来新疆进行石油地质调查。观察了独山子、安集海及奇台等地的地质构造和油气苗显示，指出天山山前的构造是聚集油气的很有利地带，认为独山子油田有进一步开发的必要。并认为盆地的生油层是多源的，侏罗系的煤系是主要生油层，二叠系、三叠系是可能生

油层。前辈们的考察工作是准噶尔盆地石油勘探的先声，为后来的工作者们带来了启示和教益。

第二节　中苏石油股份公司时期（1950～1954年）

1949年，新中国诞生，开始了新疆石油工业发展的新纪元。1950年9月30日，中国和苏联合营的中苏石油股份公司成立。苏联派来了大批技术人员直接参加石油勘探，首先恢复和发展了独山子油矿的生产，在准噶尔盆地开始了现代的地质、地球物理、测量及钻井等全面的石油勘探工作。中苏合营期间的基本任务是：查明新疆石油资源情况；增加石油产量，以满足新疆地区用油的需要；大力培养技术人才。

1951～1954年，集中力量勘探开发独山子油田，查明了上第三系褐色层及下第三系下绿色层的含油性，使原油年产量达到4～5万吨，最高年产原油达7万吨。到1953年底，独山子油矿已建成为新疆石油工业最早的基地。同时，对准噶尔盆地南缘众多的局部构造及西北缘的克拉玛依地区和盆地东部开展了地质、地球物理调查及钻探工作。

在地质调查方面，成立了13个地质队，在东起三台、西至托斯台一带的局部构造及西北缘的克拉玛依—乌尔禾地区进行了不同比例尺的地质填图和研究工作，了解了这些地区的地质构造、地层划分及油气苗显示；对其含油气条件做了正确评价；准备了一批可供钻探的构造（霍尔果斯、古牧地、托斯台等背斜及克拉玛依单斜带）和井位建议。

1951年，在乌鲁木齐市的妖魔山地区，对厚600米的二叠系油页岩进行研究后，认为是盆地的生油岩系。同年，首次在克拉玛依的吐孜阿肯内沟（简称吐孜沟）地区的小范围内进行地质细测工作，发现了一些小构造和20多处油气苗及沥青丘。并认为这些油气显示与构造断裂有关，地下仍保存着有工业价值的油藏。根据建议所钻的4口浅井，只获微量原油。1954年，4/54地质队在克拉玛依至乌尔禾地区进行了1:10万地质普查，指出克拉玛依地区是有良好远景的含油气地区，建议沿吐孜阿肯内沟至小拐钻4口探井，以期发现油田。

1951年，盆地内开始使用地球物理方法进行石油勘探，有重力、磁力及电法各一个队施工。1952年又组成地震队施工。4年来，共有6个重力队、5个磁力队、6个电法队及3个地震队，在盆地南缘及西北缘广大地区开展工作，发现了克拉玛依断层，证实了西湖隆起和呼图壁构造。发现了卡因迪克构造，评价为很有含油远景的构造，提供了预探井位。在三台地区地震证实三台构造在1300米以下，则为北倾的单斜层。

钻井方面也做了不少工作，深钻多集中在独山子背斜上。1950～1954年期间，共钻井57口，进尺77381米，揭穿了中新统褐色层及渐新统下绿色层，进一步认识了独山子油田的地质特征。探明含油面积1.18平方千米。并对西湖隆起、霍尔果斯背斜、安集海背斜、呼图壁背斜及南托斯台背斜等进行了钻探，共钻探井8口，进尺13523米。在霍尔果斯背斜经钻探见油气流，霍2井日产稠油1.9立方米；在南托斯台构造见油气显示。说明盆地南缘是很有利的含油气远景区。1952～1955年，在盆地内的克拉玛依至老西湖地区、头台地区、呼图壁构造、安集海构造、三台构造、克拉玛依至玛纳斯等地区，共钻构造或剖面浅井66口，进尺2万余米。钻探目的是了解构造及地层情况。实践表明，由于第四系及上第三系沉积厚度大，浅钻手段对于了解构造及地层是无能为力的。

中苏石油股份公司合作勘探历时4年，在新疆进行了大量的石油地质、地球物理勘探，



为新疆石油工业的发展揭开了序幕。

4 年来石油生产能力有很大提高：共生产原油 174645 吨，相当于新中国成立前独山子油矿历年原油总产量的 15 倍，部分满足了新疆工农业生产的需要；地质勘探方面，在部署上既重视了南缘又重视了西北缘的勘探，积累了地质资料和勘探经验，对认识盆地南缘的含油气情况及进一步寻找新油田提供了基本依据；有了一定的技术装备和培养了一批技术人才，掌握了比较先进的地球物理勘探技术，还组建了比较完善的中心科学化验室；拥有勘探、开发、原油加工等整套装备和设施，为新疆石油工业的继续前进准备了基本的物质条件。同时，也存在不足之处：缺乏从盆地整体着眼的区域勘探部署；在勘探程序上没有充分利用各种勘探手段进行综合性勘探；综合研究亦不够；认识局限性大，对油气勘探方向未起到应有的指导作用。

第三节　克拉玛依油田的发现及扩大（1955～1977 年）

一、克拉玛依油田的发现（1955～1956 年）

1955 年 1 月，中苏石油股份公司开始全部由中方经营，成立新疆石油公司。1956 年改称新疆石油管理局。从 1955 年开始，新疆石油工业在“大力勘探，查清资源，努力发展生产，积极培养干部”的经营思想指导下，走上了自力更生的发展道路。在新疆石油勘探战略上，以准噶尔盆地为重点；在战术上则进行综合性的区域勘探，由此加快了勘探步伐，发现了克拉玛依油田。

1955 年 10 月 29 日，克拉玛依第一口探井出油，标志着新疆石油工业进入了一个新的发展时期。

早在中苏石油股份公司时期，克拉玛依（黑油山）已被列为重点勘探地区之一。所以在 1955 年以前已做过地质、重力、电法等工作，还在黑油山油苗附近钻过 4 口浅井。根据 1954 年 4／54 地质队在克拉玛依—乌尔禾地区的地质调查成果及建议，1955 年 1 月，独山子矿务局拟定了“黑油山地区深探井钻探总体设计”，设计钻 4 口探井，构成一个剖面，探明白垩系、侏罗系含油气情况，研究西北缘的地质构造，取得地球物理参数。新疆石油公司批准了这个设计，第六次全国石油勘探会议决定钻两口探井，计划进尺 2400 米。

1955 年 3 月，1／55、2／55 两支地质队首先奔赴克拉玛依进行地质细测工作，填绘了 1：2.5 万地形地质图，发现了一些局部构造和新的油气苗显示。经过工作，对克拉玛依地区的含油远景做出了正确的评价。一个地震队在克拉玛依至小拐地区进行地震勘探，在第三系、白垩系覆盖层之下发现了南克拉玛依隆起。

1955 年夏，一支由 8 个民族组成的 1219 青年钻井队开进了黑油山，克 1 号井（黑油山 1 号井）于 7 月 6 日正式开钻。

克 1 井位于南黑油山的构造上，在扎依尔山前沥青丘（黑油山）东南方向 5.5 千米处。设计目的层为侏罗系煤系地层，设计井深 1000 米。结果提前在 517 米钻穿侏罗系、三叠系地层进入古生界，实际井深 620 米完钻。出油层位是 487.5～507.5 米井段的三叠系中统下克拉玛依组储油砂层，采用筛管完井法完井。10 月 29 日，从井口外溢石油和天然气。采用 7 毫米油嘴日产原油 1.7～4.1 吨，气 583 立方米。1956 年，加紧了克拉玛依地区的钻井、试油工作，共钻井 32 口，试油 45 层；获工业油流 23 层，有 25 口井具有自喷能力，共采原油 17450 吨。证实了克拉玛依地区三叠系是很有价值的含油层系，预示了克拉玛依将是一个



有开发价值的大油田。

1956 年，采取"撒大网，捕大鱼"的勘探方针，把区域勘探和油田详探结合起来，在克拉玛依至乌尔禾长 130 千米、宽 30 千米的广大范围内部署了 10 条区域钻探大剖面。第一批 29 口探井进行整体解剖，结果证实了克拉玛依油田是地层油气藏，迅速扩大了含油面积和储量，肯定了克拉玛依大油田。

1955～1956 年，在盆地南缘山前坳陷及西北缘广大地区开展了石油勘探。有 13 个地质队在上述地区进行区域地质普查、构造详查、细测工作。有 20 个重、磁力队基本完成了盆地的重磁力普查，编制出盆地 1∶50 万等重磁力线图。初步明确了盆地的地质构造轮廓。综合各种资料，将盆地区域构造划分为 6 个大构造单元，即南缘山前坳陷、中央斜坡带、三个泉隆起、乌伦古坳陷、奇台隆起及车排子—艾比湖斜坡。9 个电法队和 9 个地震队分别在南缘和西北缘等地区工作，紧密配合了克拉玛依油田的勘探，发现了乌尔禾鼻状构造。在钻井方面，首先集中力量整体解剖克拉玛依—乌尔禾二级构造带；同时，对盆地南缘的霍尔果斯、托斯台及卡因迪克等构造进行了钻探。1956 年钻探井 58 口，进尺 6.5 万米，在克拉玛依油田拿到含油面积 55 平方千米 。在卡因迪克钻探井 5 口，于卡 4 井上第三系褐色层（N_1^1）中取得含油砂岩，说明车排子—艾比湖地区是有利的含油远景区（表 2–2–1）。

表 2–2–1　1951～1956 年准噶尔盆地石油勘探工作综合表

年份	地质（队）	重磁力（队）	电法（队）	地震		钻井				试油（口）	获工业油流（口）
				（队）	（km）	地区	钻机（台）	探井（口）	进尺（10^4m）		
1951	3	2	1			1		2	0.2	2	1
1952	3	2	2	1	52	1	11	3	0.3	2	2
1953	3	3	2	1	142	4	21	5	0.7	2	1
1954	4	7.5	3	1	283	4	19	14	2.2	9	3
1955	5	4.5	4	3	737	4	31	9	1.1	8	3
1956	8	15	5	6	1637	9	43	58	6.5	52	36
合计	26	34	17	12	2851			91	11.0	75	46

二、克拉玛依油田的初建及盆地区域勘探的展开（1957～1960 年）

1957～1958 年是准噶尔盆地石油勘探的极盛年代。发现克拉玛依油田之后，一方面加强克拉玛依—乌尔禾地区的勘探，迅速扩大含油面积，在两三年内初步探明了克拉玛依—乌尔禾油区的轮廓，初步取得了开发设计所需资料，争取早日投入开发；另一方面以地质、地球物理为主体，对盆地展开区域性的综合勘探，并对相邻小盆地进行石油普查，了解区域地质及生储油条件，评价其含油远景，力争有新的发现。

为了满足国家用油的急需，对克拉玛依油田进行边勘探、边建设、边试验生产。1957 年，集中力量钻探了红山嘴—乌尔禾地区。首先在白碱滩获得工业油流，1957 年 5 月，白 59 号井出油。1958 年 9 月，这一地区的 193 井出油，采用 7 毫米油嘴日产原油 138 吨，是克拉玛依油田第一口日产上百吨的高产井。百口泉 230 井、乌尔禾 132 井先后出油，相继发现了百口泉油田和乌尔禾油田。



1958 年，克拉玛依油田正式投人开发。二中区、二东区的下克拉玛依组列为试验区，动用含油面积 30.6 平方千米，动用地质储量 2444 万吨，新建产能 68.1 万吨，当年产原油 35.5 万吨。10 月份，石油工业部召开了克拉玛依现场会议。当时我局已涌现出以 1219 队为首的年钻万米的 19 个钻井队，推动了石油勘探开发事业的发展。随着克拉玛依油田的开发，克拉玛依—独山子第一条长 147 千米的输油管线也于 1958 年建成输油。

1959 年，在克拉玛依以南的钻探结果，发现了红山嘴油田，探明含油面积 0.9 平方千米。从而将红山嘴、克拉玛依、百口泉、乌尔禾等油田连成一片，形成长约 100 多千米的含油气区。

油田开发不断扩大，1960 年开发 6 个层块，动用含油面积 37.4 平方千米，动用地质储量 1806 万吨，当年新井产量达 54 万吨。在二中区的油田开发中发现了低凝固点（−45℃以下）原油。截止 1960 年底，累计钻探井 662 口，总进尺 82.1 万米，探明含油面积 290.7 平方千米。1960 年原油产量达 163.67 万吨（表 2–2–2）。

表 2–2–2 1956～1960 年克拉玛依油田原油产量表 产量单位：10^4t

年份		1956	1957	1958	1959	1960
克拉玛依原油产量		1.64	7.02	33.38	96.13	163.67
准噶尔盆地原油产量		4.8	9.5	35.5	97.8	165.2
全国原油产量		58.85	86.05	146.51	276.26	419.62
百分比（%）	占盆地	34.17	73.9	94.03	98.3	99.07
	占全国	2.79	8.16	22.78	34.8	39.0

1957～1958 年有 26 个地质队在盆地周边及其他小盆地进行地质普查、详查及专题研究；12 个地震队和 13 个电法队在盆地的西北缘、东部及北部地区进行面积性普查，地震完成单次剖面 4914 千米；重磁力队 10 个，基本完成盆地的重磁力普查。先后在西北缘、陆梁、乌伦古、南缘及东部等 28 个构造和地区进行了钻探，共钻探井 168 口，进尺达 38 万多米。在西北缘钻探结果，使克拉玛依油田的地质储量不断增长。对南缘山前坳陷及东部地区的 13 个局部构造也进行了钻探。1958 年 8 月，在齐古背斜上的 1A 井喷出工业油流。储油层为侏罗系三工河组，在 820～859 米井段钻进中喷出原油约 40 吨，从此发现了齐古油田。试油说明 3 个层段出油，在 847～845 米井段 J_1s 间喷油 15.8 吨；在 840～838 米井段 J_1s 间喷油 10 吨；在 835～833 米井段 J_1s 间喷油 11 吨。获得含油面积 8.3 平方千米。这是继独山子油田之后在山前坳陷发现的第二个油田。1959 年 11 月，在南缘的古牧地背斜 5 号井钻探中喜获油气流。1960 年 7 月，清水河构造 3 号井获得油流。钻探说明，盆地南缘山前坳陷带是一个很有远景的含油气区。

1959～1960 年，盆地的地面地质调查及重磁力普查已基本结束，并逐步转入专题或综合研究。地震及钻井仍以西北缘为重点，开展了以地震、钻井及研究相结合的综合性勘探。对盆地各构造单元共钻基准井和参数井 9 口，为研究盆地的地层分布、区域构造特征及含油气条件提供了可贵的资料。

在西北缘查明了车排子—乌尔禾地区存在有两组主断裂，一是克（拉玛依）—乌（尔禾）大逆掩断裂带；从红山嘴一直延伸到乌尔禾，断面北倾很陡，断距在克拉玛依湖湾区达600～800米，在白碱滩地区断距达300～600米，在百口泉—乌尔禾地区断距达1000米；二是红（山嘴）—车（排子）断裂，由南北黑油山断裂及191井断裂等组成。克—乌大断裂将克拉玛依—白碱滩含油气区分割成许多断块，每一个含油断块构成一个单独的压力系统，由此将克拉玛依—白碱滩地区划分为8个含油气区块，加快了油田的合理开发。

总结这段时间的勘探工作，有以下几点体会：

1）执行"以原油生产为中心和缩短战线，集中兵力，突出重点"的勘探方针，在勘探方面集中力量拿下几个高产区；在采油方面大搞注水工作，加强油井管理，使低产变高产、高产变稳定高产。扩大了油田的含油面积，原油产量迅速上升，加快了油田勘探、开发的步伐。

2）着眼全盆地，初步开展以地质及物探为主体的区域性勘探，是整体解剖盆地区域地质结构和评价区域及局部构造含油气条件的有效方法。在钻探上，采用了全面侦察与重点突破的办法，不但对全盆地各层系含油有了轮廓性了解，而且又发现了新油田，加快了勘探步伐，提高了勘探效益。

3）重视科学技术，加强了西北缘和盆地的综合研究工作，总结分析汇总了各方面的成果，及时地指导了克拉玛依油田的勘探、开发和盆地内寻找油气的勘探工作；提高了技术人员的技术水平和工作能力；提高了石油勘探的效益和水平。

三、克拉玛依油田的开发调整阶段（1961～1965年）

克拉玛依油田自1958年开始进行边勘探、边开发，到1960年一区、二区、七区先后投入了开发。这几个区的油层物性比较好，产能高，约占当时油田探明含油面积和储量的20%以上。1960年制定了克拉玛依油田开发方案，按当时所取得的资料，认为是被断层分割的大面积均匀分布的砂岩油田，克上、克下两个储油层是一个压力系统；采用了边内切割行列注水（即一排注水井管几排采油井），克上、克下组一套井网合采合注的开发方案。由于这个开发方案不符合油田的地下情况，投产一年后就出现了地层压力下降（由原来的8.6兆帕降到6.8兆帕）、单井产量下降（由试生产日产8.5吨下降到3.8吨）、油气比上升的"两降一升"的被动局面，致使1960年以后原油产量的大幅度下降。1961年产原油106万吨，比1960年减少了35.8%；1962年下降到86.3万吨，只相当于1960年产量的52.2%。

通过实践认识到，上述问题是因把不均质的砾岩油层当成了较均质的砂岩油层来制定的不切合实际的开发方案造成的。当然还有钻井工程质量、注水及采油等因素造成油田开发被动的原因。必须从实际出发，狠抓取全、取准油田开发的基础资料，重新认识油层，加强注水来扭转油田开发的被动局面，由此开始了油田的全面调整工作。1961～1965年，先后在油田钻资料井、检查井135口，取岩芯15000多米，岩芯收获率达89%，分析数据达125910个，做了数万次的油层对比，基本明确了克拉玛依油田克拉玛依组油层是砾岩油层，它具有呈"窝窝"状堆积的地质特点和变化规律。根据上述正确认识，采取了分层开采及面积井网注水方式，大搞油田、油井地下动态分析；每一小区以主要油层为对象确定基础井网；把油层划分等级，按小区采用不同的井网和开采方法。先后对一区、二中区和七区进行了层系井网和注水系统的全面综合调整工作。经过5年调整，使油田面貌显著好转，原油产量稳步上升，实现了稳产原油百万吨以上的奋斗目标（表2–2–3）。

从1961年开始，勘探重点放在西北缘，勘探的中心任务是：缩短战线，保证生产，集



中力量以克-乌油区为重点进行地震勘探，开展克—乌断裂带高产规律的研究。经过两年的勘探和研究，基本搞清了克-乌断裂带的含油特征及高产规律。

表 2-2-3　克拉玛依油田开发调整时期产量表

年　份	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966
原油产量(10^4t)	165.2	106.0	86.3	83.8	87.6	93.3	114.8

1963～1965 年，在盆地腹部开展了以地震为主的地球物理勘探。首先做了横穿准噶尔盆地南北向地震、电法大剖面，1964 年在盆地腹部钻了 1 口参数井——盆 1 井，井深 3555 米，钻达白垩系下部地层。通过区域勘探及综合研究取得下列几项成果：

1）初步了解到盆地腹部的基岩以上盖层均为南倾的起伏不平的单斜层。在此背景上煤系以下地层的个别层段有局部起伏和挠曲显示。首次确认玛纳斯湖二叠系坳陷的存在，这是西北缘大逆掩断裂带油气的源泉。

2）对准噶尔盆地区域构造划分为二个单元，一是中央古地台斜坡区，基岩埋深 5～10 千米，基岩之上覆盖有上古生界及以上地层。次一级构造单元包括：车排子高地、克（拉玛依）—夏（子街）断阶带、三个泉隆起带、克拉美利隆起带、奇台高地及乌伦古断陷带等；二是环形活化地台区，基岩埋深在 5000 米以内。次一级构造单元天山山前坳陷，沉降速度及幅度大，沉积岩厚（中、新生界厚近 11～12 千米）。沉积中心由东向西逐渐迁移。

3）准噶尔盆地具有区域性的油气显示。发现地面直接油气显示 200 余处，油苗集中分布在背斜轴部及断裂带附近，在西北缘多分布在不整合面附近。在层位上，从基底以上各层系均有分布。油苗出露以液体油苗、油砂及沥青等为主的多种类型。

还有两点认识：

1）依盆地构造轮廓，整体部署地震大剖面，配合参数井，是进一步认识盆地地质结构的有效方法。

2）在油区勘探上，要正视井下油层物性特点及压力变化，采取针对性措施，是提高钻、试成功率的关键所在。

四、克拉玛依油田开发建设发展阶段（1966～1977 年）

克拉玛依油田，经过 5 年调整建设已正式进入开发阶段，在油田内部针对二叠系油藏进行了勘探。盆地的区域勘探，由于受 10 年动乱的冲击，基本上处于停滞状态。

从 1966 年开始，克—乌油区的勘探方针是：钻探深部乌尔禾组油藏，向乌尔禾组要油，扩大克—乌油区的后备储量，高速度开发克拉玛依油田。10 年勘探的结果说明，乌尔禾组不但具有工业油藏，而且还是一个可获得高产的油气藏。

1975 年，检乌 3 井的乌尔禾组上部油层，经压裂后，采用 12 毫米油嘴初期日产原油 318 立方米；经试采，采用 8 毫米油嘴日产原油 110～120 立方米，突破了乌尔禾组单井日产百吨大关。实践证明，对乌尔禾组油层采取大排量、大砂量的压裂方法是有成效的。由于油区内乌尔禾组油藏的勘探有重大突破，乌尔禾组油藏的含油面积达 74 平方千米。

从 1973 年开始使用模拟磁带地震仪在盆地内进行多次覆盖施工，主要任务是继续查清克—乌地区、红—车断裂带乌尔禾组的分布、构造面貌及断裂分布情况。1973～1977 年有

15个地震队年施工，完成剖面2200千米。地震勘探的资料说明，克—乌地区的乌尔禾组是由北西向南东倾的单斜，证实乌尔禾鼻状构造存在。克—乌断裂由十区至乌尔禾为高角度逆断层，控制了乌尔禾组的沉积。乌尔禾地区分布着乌尔禾、乌南、乌北及乌兰林格等逆断裂，乌兰林格逆断裂控制了二叠系的沉积。

1976年，克拉玛依油田的8个区的33个区块投人开发，形成年生产能力317.2万吨，年产原油达297.6万吨。至1977年底，全盆地64个地震工作队年完成地震剖面17795千米。累计钻探井911口，探井进尺达113.6万米。克拉玛依油田探明含油面积约400平方千米。1977年，原油产量达301.1万吨。

随着克拉玛依油田的全面开发，克拉玛依至乌鲁木齐输油管线于1973年正式建成输油。并且扩建了独山子、克拉玛依炼油厂，满足了新疆石油工业发展的需要。

第四节　准噶尔盆地石油勘探的大规模展开（1978～1989年）

一、加强盆地石油勘探工作阶段（1978～1979年）

从1978年以来，盆地的石油勘探工作得到了加强，勘探队伍逐渐扩大，积极引进先进技术、仪器和设备，为石油勘探的进一步发展创造了有利条件。

两年来的工作重点放在了克—乌油区的勘探开发上，采用了边勘探、边开发、边建设的方针。重点解剖八区、百口泉地区，侦察乌尔禾、夏子街、中拐及南缘的西湖地区等，取得了显著成效。

八区的二叠系油藏由详探转入全面开发，在高产区块钻井35口，其中有13口井日产油逾百吨。该区块当年建成产能28.9万吨。八—十区的侏罗系八道湾组油藏，经详探投人开发，当年新建产能31.3万吨。通过百口泉油田的勘探及研究，发现和证实克—乌断裂是由上陡下缓呈犁式断面的大逆掩断裂带；在主断裂掩伏带的下盘找到了“断裂帽沿”式的高产油藏，由此指导了百口泉油田的开发。1979年，克拉玛依油田原油产量达366.3万吨。

这期间勘探力量也不断壮大。1979年，地震队由4个增加到10个，钻机由12台增加到40台，探井由8口增加到24口，探井进尺由1.4万米增加到5万米。1978年探井效益最好，钻井20口，有16口获得工业油气流，成功率达到80%。

1978年，克拉玛依油区石炭系油藏的勘探获高产，九区的古2井获日产原油97立方米，古3井日产原油177.8立方米，由此打开了勘探石炭系油藏的新局面。1979年，夏9井在三叠系获得工业油流，两层合试日产油9.3立方米，由此加快了夏子街地区石油勘探开发的步伐。

1979年开始，地震队伍由南疆转移到准噶尔盆地西部及陆梁地区施工。地震资料说明夏红北断裂控制了克拉玛依组的沉积，在夏红北、夏红南断裂之间均有挠曲存在。证实西湖隆起在深层有构造显示，车排子地区是被断层切割而成的断阶带，是有利于油气聚集的含油远景区。

二、盆地石油勘探开发全面展开阶段（1980～1989年）

从1980年开始，勘探重点已由南疆转到北疆。准噶尔盆地的石油勘探以整体解剖西北缘油气富集带为重点，对盆地开展了以地震为主的区域性综合勘探。一方面抓油区的勘探，在西北缘大逆断裂带进行精细地震工作，寻找新的含油领域、新的含油面积和储量；在油区

内部沿断裂扩大含油气带，寻找浅层稠油油藏及深部石炭系油藏。一方面狠抓盆地的区域勘探，发挥地震先行作用，大力开展盆地东部、北部及腹部的地震概、普查，配合参数井、预探井的甩开钻探，全面估价盆地的油气资源潜力，为预测和发现新油气田提供了依据。在盆地东部发现了新的油气田和工业油流点，为盆地的石油勘探开发开创了新局面。

地震勘探的技术和装备有了很大提高。1983 年全部实现地震数字化，引进了赛伯 720、730、855 大型电子计算机及相应的数据处理软件系统，年处理地震资料能力达 2 万千米以上。由于引进了新的技术和装备，突破了沙漠“禁区”，首次获得盆地深层地质构造资料。勘探队伍也住上了野外营房车，结束了地震队长期住帐篷的历史。随着勘探深度、精度的需要，地震采用了多种震源（可控震源、井炮、导爆索等）施工。目前，地震普遍采用 48～240 道数字地震仪器，用 24～120 次覆盖施工。1986 年，首次在西北缘的红山嘴地区完成了一块面积为 35 平方千米的三维地震勘探。在勘探深度上，近几年来可以获得盆地基底（C_{1-2}）以上的地震反射资料，勘探深度可达 15000 米。由于拥有较完善的地震勘探装备，根据不同地表地质条件施工，其工效达到了国际标准和水平。而且，拥有在沙漠地区进行地震勘探的技术和经验。

80 年代，准噶尔盆地的地震勘探具有发展快、效率高、勘探效益好的特点。现在一个地震队的年工作量最高可达到 1000 千米以上，相当于 1979 年 10 个队完成的 1001 千米的工作量。1981 年有 10 个地震队施工，完成 5515 千米剖面，1986 年有 14 个地震队施工，完成 9406 千米剖面；1980～1989 年，盆地内有 120 个地震队施工，完成多次覆盖剖面 67377 千米，三维面积为 304.8 平方千米（表 2–2–4）。

表 2–2–4　准噶尔盆地地震多次覆盖剖面分布表

地区	西北缘（含西部）	东部	南缘	盆地腹部	盆地北部（陆梁+乌伦古）
地震剖面（km）	20100	27641	3358	7274	9004

1981～1989 年，地震勘探取得了很大的成效，发现各种类型的圈闭 158 个，圈闭面积 4700 多平方千米，提供参数井、预探井井位 439 口。1983 年勘探成效最好，发现各类圈闭 39 个，圈闭发现率为 0.6%，提供井位 99 口（表 2–2–5）。

钻探力量不断壮大。在钻井、测井方面，引进了综合录井仪、国外系列数字测井仪和计算机系统，实现了测井项目系列化、资料解释自动化，对复杂岩性油水层判断的解释能力大大提高。在试油方面引进了地层测试器，测试效果良好。由于在盆地内开展了区域勘探，加强了钻探力量和新技术的应用，在盆地的西北缘、陆梁、乌伦古、三个泉、五彩湾、火烧山、大井、三台、古牧地及西湖等广大地区钻了参数井、探井。钻成了盆地目前最深的陆 3 井，井深达 6010 米。1980～1989 年，钻探井 880 口，总进尺 172.5 万米。经过 9 年的地震和钻井，在西北缘发现了风成城油田、夏子街油田，并发现了车 2 井区等新的工业油流点。在盆地东部发现了火烧山油田、北三台油田、三台油田（含马庄气田）及小泉沟油田。

勘探研究工作大大加强，技术业务水平不断提高。从 1978 年以来，科研人员解放思想，开阔视野，大胆探索，勇于实践，在地震、钻井、测井、试油、采油、炼油及科研等方面，均有新的创造和新的认识，有效地指导了石油勘探开发工作。在科研机构方面，建立了

两院（油田勘探开发研究院、油田开发设计院）、四所（石油地球物理研究所、油田工艺研究所、钻井工艺研究所、测井研究所）。由于科研人员的辛勤劳动，发现了找油新领域，找到了新的含油气区和油气田，为增加石油地质储量和原油产量提供了物质保证。

表 2-2-5　准噶尔盆地 1981～1989 年地震勘探成效分析表

年份	地震队(个)	二维地震(km)	三维地震(km^2)	发现圈闭		提供井位(口)
				个	面积(km^2)	
1981	10	5515		6		
1982	11	6284		10	559	22
1983	11	6262		39	545	99
1984	11	6528		26	1057	98
1985	14	8865		31	1453	76
1986	14	9406	35.0	1	28	53
1987	13	8344	4.7	17	433	42
1988	12	6332	30.1	3	37	36
1989	14	7467	235.0	25	653	13
合计	110	65003	304.8	158		

（一）盆地西北缘的石油勘探取得了重要进展

1979 年开始，准噶尔盆地近期勘探以西北缘为主战场，整体解剖西北缘油气聚集带。选择百口泉、乌尔禾、夏子街、陆梁、三拐等地区为突破口，采用“五位一体”的综合勘探方法，地震先行，甩开钻探。到 1987 年底，完成了车排子至红旗坝地区的地震详查和重点区块的地震精查，共做多次覆盖地震剖面 23840 千米，并在红山嘴地区的 35 平方千米面积内进行了三维地震。钻探井 601 口，进尺 105.4 万米。在西北缘油气勘探中取得了重大突破。

1. 对盆地西北缘大逆掩断裂带的含油特点有了新的认识，扩大了找油领域

西北缘大逆掩断裂带，位于西北缘的车排子至红旗坝地区，长 250 千米，宽 20 千米，面积约 5000 平方千米。它由红山嘴—车排子断裂、克—乌断裂及风成城—夏子街断裂等组成。经地震和钻井查明断裂带在平面上围绕玛纳斯湖生油凹陷呈弧形展布；在剖面上，北段呈犁式，南段呈叠瓦式。断面倾角上陡下缓，上陡部位主要发生在推覆体前缘的三叠系以上层位，断面倾角一般为 60°～70°；下缓部位主要发生在推覆体下部的石炭系、二叠系，断面倾角一般在 20°左右。断层上盘（推覆体）主要由地槽相石炭系组成，推覆体之上分布有中、新生界的超覆尖灭地层；主断裂之下的掩伏带在风成城地区显示为断褶带；主断裂前缘则为众多断裂所断错形成前缘断块带。80 年代，经过勘探实践而确立了西北缘大逆掩断裂带的推覆体的概念。根据构造、沉积特征及含油特点，将大逆掩断裂带划分为推覆体前缘断块带、推覆体下盘掩伏带及前沿、推覆体主体部分及地层超覆尖灭带四个含油领域。这一划分，十分清楚地显示了不同领域在油藏类型与储盖组合上的差异，以及勘探上应采取的



措施，不但大大扩展了沿断裂带的勘探面积，打破了昔日禁锢于前缘断块带的找油思想，而且使含油面积及地质储量得到了迅速的扩大与增长。显示了技术工作在思想解放与开拓视野上的成效。

2. 发现了风成城、夏子街油田

风成城、夏子街油田位于西北缘的乌尔禾至红旗坝地区。1956～1963 年共钻探井 28 口，仅在乌尔禾找到 3 口（132、249、乌 5 井）低产油井。从 1979 年以来恢复了地震勘探和钻井工作。1979 年 12 月，夏 9 井在井深 2062.4～2010.4 米的三叠系下克拉玛依组获得工业油流，采用 6 毫米油嘴日产油 5.89 立方米，从而发现了夏子街油田。1981 年 12 月，风 3 井在井深 3233～3200 米的风成城组获工业油流，采用 7 毫米油嘴，日产油 72.6 立方米、天然气 6874 立方米，发现了风成城油田。

3. 车排子地区石油勘探新成果

车排子隆起区西临扎依尔山，东南为红—车断裂带，北起红 2 井东侧断裂，南至奎屯—安集海一带，面积约 6000 平方千米。该区从 1956 年开始钻探，至 1983 年共钻探井 14 口，见油气显示井 11 口；地质浅井 22 口，有 11 口见油气显示。钻探说明超覆在石炭系之上的白垩系、第三系为稠油富集带，而二叠系、三叠系和侏罗系油气显示活跃，在隆起的北部已有 5 口井获得工业油流，是进一步勘探的有利地区。

从 1984 年起再上此区勘探，至 1986 年底完成地震剖面 2854 千米，钻探井 37 口，进尺 95569 米，试油 39 口，获工业油流井 14 口。产油层为石炭系、二叠系及侏罗系。1984 年在车 21 井区的石炭系有 5 口井获工业油流，原油平均日产量为 4～13 立方米左右。1986 年在车 43、车 47 井石炭系获日产原油达 11～17 吨。发现了车 47、车 23 断块的石炭系、车 16 井区的二叠系、车 25 井区的侏罗系八道湾组及车 2 井区的头屯河组等四个含油区块。特别是车 2 井在侏罗系头屯河组获工业油流，开拓了在此区找油的新领域。车 2 井位于奎屯市五星镇以东 12 千米的红—车断裂带上，车 2 井于 1985 年 11 月完钻，井深 3600 米，井底为二叠系。在井深 3205～3172 米井段的侏罗系头屯河组中途测试，采用直径 8 毫米油嘴，日产原油 43.4 吨。勘探实践把克拉玛依油气田扩展到车排子隆起的南部地区，在红—车断裂带的石炭系—侏罗系都是储油目的层，为勘探开发显示了美好前景。

4. 西北缘的稠油勘探开发有重大的突破

盆地西北缘蕴藏着丰富的稠油资源。早在 50 年代的地质调查和钻井中就有所发现。1960 年，克拉玛依火烧油层井下点火器试验成功，这是我国第一次进行火烧油层提高采收率试验，接着又搞过蒸汽吞吐试验。但由于油质稠，产量低，限于当时技术条件而未能开发。随着对断裂研究的突破，对超覆尖灭带的大力地震勘探与钻探，发现了稠油储量，其数量是可观的。同时，埋藏深度从百米到数百米，其粘度亦有很大差异，即从中质油到重质油均有。由于热采技术与设备的引进、应用，浅层稠油的开发就列为 80 年代的重要项目。1982 年，一方面详探增加地质储量，另一方面，又开始从浅层热采试验到试生产，二者均获得了可喜的预期成效。目前正进行深层试验，预计亦可获得成功。随着炼制与化工技术的提高，稠油价值亦将与日俱增。

5. 扩展了西北缘石炭系找油的新领域

早在 1957 年，在盆地西北缘的九区钻的 222 号探井，首次在石炭系基岩（1076～1191.5 米井段）中获得日产 7.25 立方米的工业油流，从而引起人们对西北缘石炭系基岩油藏的重视。截止 1976 年，在油区钻进石炭系基岩的井有 398 口，其中有 101 口井见油气显

示，在53口井中试油，有12口井获工业油流，在11口井中见少量油流。1979年3月，在九区的石炭系基岩中首次发现高产油流，古3井在885～925米井段，采用11毫米油嘴日产原油177.8立方米。又在古2井获日产97立方米油流，于是掀起了勘探石炭系基岩油藏的热潮。

截止1982年，车排子—夏子街地区钻到石炭系基岩的探井共771口，其中揭开石炭系50～100米的井45口，钻进石炭系大于100米的井164口。在771口井中有177口见油气显示，有76口井获工业油流。确定古3井区、八区西部及检188井区3块含油面积，共16.7平方千米。1983年，在七区钻出一口基岩高产油井（古29A井），采用7毫米油嘴日产124立方米的高产油流，并在红山嘴、车排子地区的石炭系地层中获得了工业油流。目前已找到的石炭系油藏，其含油气区和高产区块成片分布，充分说明西北缘石炭系基岩油藏勘探领域广阔，有巨大的找油潜力。

（二）盆地区域勘探取得的主要成果

在80年代的石油勘探中，充分地发挥了地震先行作用，采用了区域地震大剖面及选择含油气有利的区带进行地震概、普查，配合参数井和预探井的钻探对盆地进行区域整体解剖。在初步明确了盆地内区域构造骨架及沉积岩分布的基础上，进而完成盆地内西北缘、东北部及南缘三个含油气区的地震普、详查；对西北缘、东部的帐（篷沟）—北（三台）地区等重点区带进行了精细的地震勘探，获得了以下几方面成果。

1. 初步明确了盆地内沉积岩展布及生储盖组合情况

盆地基底可能是由前寒武系结晶岩组成，作为盖层的中上石炭统、二叠系是填平补齐式的沉积。上二叠统—三叠系沉积遍布全盆地，侏罗、白垩系在盆地内分布广而厚度大，第三系在盆地南部地区最发育。沉积岩总厚度达16000米。

盆地内有5套生油岩系，即石炭系、上二叠统、上三叠统、侏罗系三工河组及下第三系。初步测算了盆地的油气资源量。经勘探揭示了众多的储油层系；在盆地内的石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系及第三系地层中，在各不同区带、地域均找到了油气藏。勘探实践说明，准噶尔盆地是一个多生油中心（多层系又多生油凹陷）、多生储盖组合或储盖组合、多种油气藏类型的含油气盆地。盆地内石油资源丰富，勘探领域广阔，有巨大的找油潜力。

2. 盆地区域构造特征

近几年，在盆地内进行区域性地震概、普查，揭示了盆地基底是起伏不平的、坳隆间列的格局。准噶尔盆地在二叠纪初，是由几个既分割又联合的大型坳陷和隆起所组成的多沉积中心的盆地，自三叠纪沉积开始才形成统一的盆地。从含油气区大地构造出发，可划分为8个一级构造单元（图2-2-1），即：Ⅰ. 乌伦古断陷；Ⅱ. 三个泉隆起；Ⅲ. 西北缘冲断带；Ⅳ. 玛湖—漠区坳陷；Ⅴ. 中央隆起带；Ⅵ. 昌吉坳陷；Ⅶ. 乌鲁木齐山前坳陷；Ⅷ. 沙—奇隆起区。从此，对于这样一个大型的、沉积岩巨厚的内陆盆地，在基底性质、起伏特征、沉积岩时代及分布、与生储盖组合关系等方面，才真正有了一个完整而系统的概念。

（三）盆地东部油气田的发现

盆地东部是指乌鲁木齐至滴水泉一线以东地区，北界克拉美利山，南界博格达山，往西向盆地腹部敞开，面积约为3.5万平方千米。

50年代在本区进行了大量的地质及地球物理勘探工作，根据所获取的资料及其研究结果，将本区划分为8个次级构造单元，即五彩湾凹陷、帐—北隆起、吉木萨尔凹陷、奇台—

黑山隆起、大井凹陷、梧桐窝子凹陷、古城—木垒凹陷以及博格达山前褶皱带等，并发现5个潜伏构造（沙南鼻状构造、沙丘背斜、帐1号隆起、帐2号鼻隆、北三台隆起）。在7个构造和1个地区钻浅、中、深井共40口，进尺近3万米。在4个构造（滴水泉、沙丘河、北三台及古牧地）和吉木萨尔地区的10口井中见到油气显示。在博格达山前褶皱带和北部的沙丘河地区的二叠、三叠、侏罗系地层中见到了丰富的油气显示。

1980年秋，中法合同03地震队，开进了克拉美利山南部地区。根据新疆石油管理局地质调查处的地震部署及测线进行了地震普查。1981年地震发现火南构造有显示，立即加密地震测网，落实了构造形态，构造长20千米，宽4千米，圈闭之高点则偏北，闭合面积略大于20平方千米，闭合高度290米；东翼伴生有一逆断层（火东断裂）。由于构造处于帐—北隆起带上的相对较低部位，二叠系、三叠系及中下侏罗统保存较完整，有保存油气的良好条件，故被优选为提供钻探的构造。火南1号探井就钻在构造的顶部。

火南1号探井于1983年3月18日开钻，5月1日在上二叠统平地泉组中取到了含油岩芯，7月1日射孔后即外溢工业油流。

火南1井井深2036.48米，在1825～1863米井段（上二叠统平地泉组）试油，日自溢油量5～6吨，经试产机抽日产油19.5吨。储集层为孔隙性泥质粉砂岩和细砂岩。经地球化学分析说明泥岩为良好的生油层，证明上二叠统平地泉组是自生自储的油藏。经过1985～1986年的钻探，在P_2p预测控制含油面积5.4平方千米。

火烧山背斜是在发现了火南油田之后进行钻探的。1984年3月，在火烧山背斜顶部钻了火1井。同年9月，火1井试油获得工业油流，从而又发现了火烧山油田。火1井井深1864.5米。上二叠统平地泉组（1567～1688米井段）有三个含油层：第一含油层机抽日产油12吨；第二含油层自喷日产油33吨；第三含油层自喷日产油31吨。经过近几年的勘探证明火烧山是一个中型油气田，确定含油面积41.4平方千米。目前该油田已投入开发。

在克拉美利山前的沙丘河—帐篷沟地区，除发现了上述两个油田外，还在沙东断块的沙东1井的上二叠统平地泉组中见0.2～0.3立方米油气流。1982年8月在五彩湾构造钻的彩参1井中，于下石炭统巴塔玛依内山组获得少量（0.03～0.3立方米）的凝析油和天然气。1986年在帐东断裂东侧的石树沟南断块上所钻的大2井，在2394～2399米井段的上二叠统平地泉组地层中取出了含油砂岩，说明石树沟凹陷周边应是含油气的有利地带。

1981年10月，首先对东部五彩湾地区进行钻探，继而钻探沙南构造，只获得高温热水层。1983年钻探火南构造获得成功，发现了火南油田。1984年，在盆地东部帐—北隆起带完成了地震普查，局部地区已完成详查，明确了二级构造带的分布，发现了不少局部构造；由此制定了东部地区“甩开钻探，多找出油点”的战略。所以，这一年，除继续在北部的沙—帐地区进行钻探外，还开辟了南部的北三台新区的钻探。

1984年，首先在南部东泉堤隆西地1号背斜进行了钻探，北4井于1984年3月开钻，同年4月底完钻，井深2369.52米，井底为三叠系。取芯见到含油砂岩；在2178.6～2066.6米井段的下三叠统中日抽油4.1吨。这是在北三台地区发现的第一个工业出油点。1985年又钻了北5、北7井，相继获得工业油流，从而在北三台地区发现了第一个油藏。从此拉开了在北三台隆起区及阜康断裂带进行区域性钻探的序幕。1985年7月，在北三台隆起北部的北断裂下盘断鼻上进行钻探。北12井于1985年5月15日开钻，7月1日完钻，井深2646.3米，井底为中石炭统。钻进中在上二叠统及中石炭统中均取到含油岩芯。同年8月，在2010.2～2108.2米井段的上二叠统梧桐沟组抽汲试油，采用5毫米油嘴，日产油7.6

吨。1986年又在北12井以西同一断鼻上所钻的北16井获得工业油流，在北三台隆起北坡地区又发现了一个油藏。1986年，在北三台隆起的南坡、西坡进行了钻探。北14井位于东泉背斜轴部，1986年12月完钻井深2203.34米，井底为中三叠统。在1899～1911米井段的中侏罗统头屯河组测试获得工业油气流，自喷日产原油25吨。在西地1号背斜及北三台凸起西南翼所钻的北10、北27井及北13井均获油气流。勘探证实，北三台凸起的北、西及南坡均已获得工业油气流，在二叠系、三叠系和侏罗系均有油气藏存在，因此，在含油的层位上和面积上均说明它是盆地东部目前已发现的较大的含油气区。

1985～1989年，盆地的石油勘探主要集中在盆地东部地区。地震勘探重点是解剖帐—北隆起带及阜康断裂带，5年完成地震剖面20262千米（含高分辨测线3304千米），完成了重点地区的地震详查及局部区块的精查，并在北三台地区进行了高分辨地震勘探。查清了局部构造形态及断裂分布，进一步查明北三台区的小幅度构造、小断层及主要目的层砂体的分布。1987～1989年，在北10井、台3井、北27井及小泉沟背斜区进行了三维地震勘探，完成89.8平方千米面积，搞清了地下构造形态及断层内幕，为油田详探及开发提供了资料。1987～1989年，在阜康断裂带的山区进行了山地地震勘探，基本获得了阜康断裂及侏罗系强反射资料。

1985年开始对阜康断裂带进行了钻探，在台3井有新的突破。台3井位于阜康断裂前沿的台3井断块上，该井于1986年7月完钻井深2517.7米，井底为侏罗系八道湾组。在井深2429.5～2450.5米J_1b层中进行中途测试，获日产原油21.58吨，从而发现了三台油气田。1987～1988年，在台13井断块进行钻探，1987年在台13井的2248～2267米井段的侏罗系头屯河组中途测试，获日产原油33吨。同年，在台3井断块的台10井，在1966.8～2010米的上侏罗统奇古组中途测试，获得日产天然气93597立方米的气层，在2319～2329米的J_2t试油，亦获油气流。由此打开了在阜康断裂带找油找气的新领域。1988年，根据地震新成果，对阜康断裂带前沿的小泉沟背斜进行了钻探。台22井位于背斜主高点，同年12月，在2699～2655.2米的下侏罗统三工河组，获日产原油22.1吨、天然气4987立方米。在背斜上钻的T301井亦获工业油流，从而发现了小泉沟油气田。

1981～1989年，在盆地东部地区钻探井161口，进尺37.6万米，在47口井中获得工业油气流，在31口井中见油气显示，发现3个油气田，即火烧山油田、北三台油田、三台油气田（含马庄气藏和五梁山油藏）；发现4个工业出油点，即火南背斜、北4井、北27井、北14井等工业油流点。勘探成果说明，帐—北隆起带及阜康断裂带含油层系多，找油领域广阔。这是继克拉玛依油田发现之后，在准噶尔盆地发现的第二个规模较大的含油气区。

1990～1991年在五彩湾南的彩南凸起钻探，在侏罗系获得了原生工业油气流。在中央隆起带的莫索湾凸起侏罗系中见次生油流。

总结勘探工作，有以下几点体会：

1）在勘探部署上，从盆地着眼进行整体部署，采用区域解剖及重点突破的方法进行勘探，是加速发现油田的重要措施。1980年制定了加速准噶尔盆地石油勘探的“六五勘探规划”，从盆地区域勘探着眼，部署了整体解剖盆地区域构造及沉积岩分布的基干地震大剖面，基本明确了盆地坳隆相间格局和二叠系以上地层的分布，加速了盆地西北缘的勘探，扩大了克拉玛依油田的找油领域和储量。选准盆地东北部含油气区为石油勘探的突破口。采用地震、钻井及综合研究“三位一体”的综合勘探方法，很快地就在盆地东部发现了工业油气流，之后，立即集中地震和钻井力量，迅速扩大战果，只花了5年左右时间，就初步确定了



东部含油气区的一定面积和储量。

2）在石油勘探中，充分发挥地震先行作用，及时发现圈闭提供钻探是早日发现新油田的基本保证。1980 年，部署了 3 个中法合同地震队，一个队在盆地腹部作区域基干大剖面，另外两个队安排在当时认为含油希望很大的陆梁南部和克拉美利山南部地区进行地震概、普查。在发现有构造显示的情况下，立即加密测线，用最短时间确定构造圈闭，提出预探井位。如盆地东部的火南构造，火烧山构造，西地 1、2 号构造、北 12 井断鼻等都是通过地震资料研究后提前拿出圈闭，提供井位，经钻探发现油气田的。所以，地震是石油勘探的尖兵，采用灵活机动的勘探战术，寻找各种类型的储油气圈闭和提供井位。

3）新技术的引进，仪器、装备的换装配套，加快了石油勘探的速度，提高了勘探技术和工作水平。

80 年代开始使用数字地震仪，采用 24～120 次覆盖施工，基本查清了西北缘大逆掩断裂带的内幕，获得了盆地基底及二叠系以上地层厚度达 16000 米。引进了大型电子计算机及软件系统，使地震采集的信息得到充分的利用，地震勘探技术从构造地震逐步向岩性地震及开发地震的方向发展，为油田的勘探、开发发挥了重要作用。

钻井、测井、试油、炼油及地质等方面加强了研究、总结，从而有了新的创造和新的认识。由于科研人员大量的综合分析研究，对盆地区域构造格局和有利的油气区做出了正确评价，发现了新的含油气区和油气田，为增加石油地质储量和原油产量做出了重大贡献（图 2-2-1）。

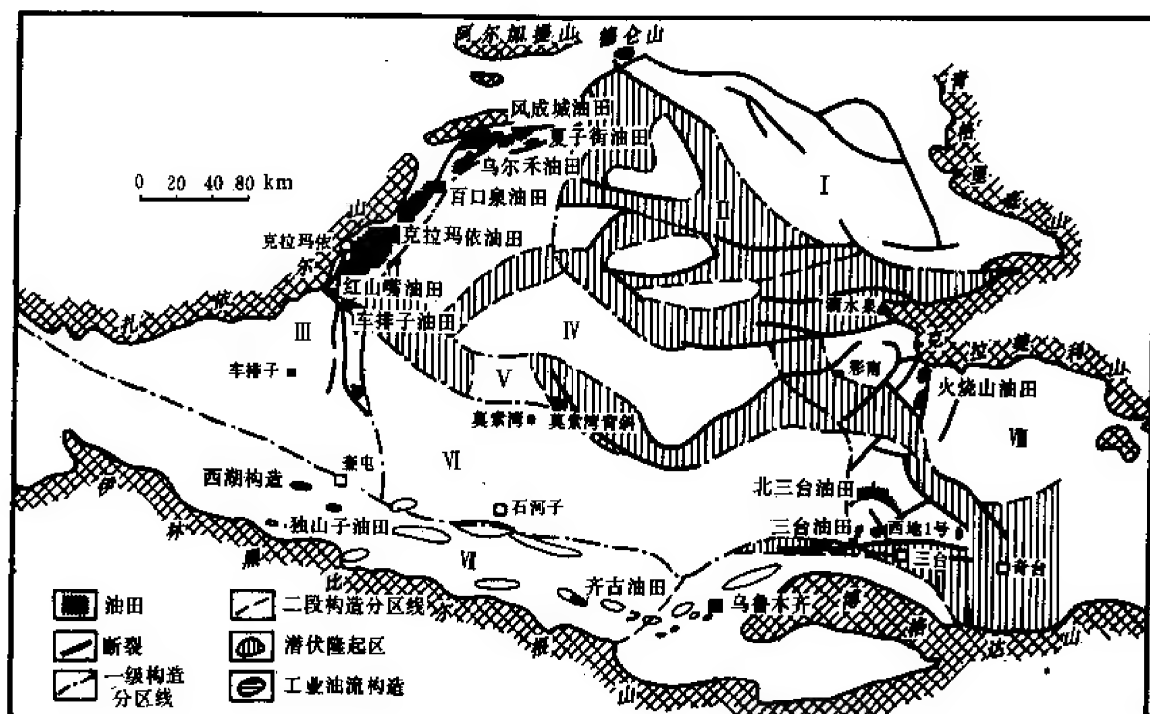


图 2-2-1　准噶尔盆地勘探成果略图

Ⅰ—乌伦古断陷；Ⅱ—三个泉隆起；Ⅲ—西北缘冲断带；Ⅳ—玛湖—漠区坳陷；

Ⅴ—中央隆起带；Ⅵ—昌吉坳陷；Ⅶ—乌鲁木齐山前坳陷；Ⅷ—沙（丘河）—奇（台）隆起区

第三章　地层及沉积岩相

第一节　地　　层

一、盆地基底岩系

根据准噶尔盆地四周边缘所见和盆地内部某些井揭示结果，基底岩层的最老层位为奥陶系，最新层位为下石炭统（二分方案）顶部（相当纳缪尔阶），分布最广的是下石炭统。至于是否还有时代更老的地层？目前还不清楚。兹将各基底岩层简述如下：

（一）奥陶系

地表见于盆地西端北侧玛依拉山中，推测在盆地西端艾比湖北岸盆地内的覆盖层下有分布，延展范围则不详。仅包括下统和中统，下面分组介绍。

1. 下奥陶统拉巴组（O_1l）

为变质的陆源碎屑岩及中—基性凝灰岩：上部为暗灰绿色绢云母、绿泥石千枚岩、硅质板岩、变余粉砂质泥岩夹各种变质凝灰岩、硅质岩；下部为黑云母石英片岩、绢云母黑云母石英片岩、角闪片岩，总厚4735米。

2. 中奥陶统科克沙依组（O_2k）

为一套岩性复杂、相变剧烈的远洋沉积物，包括酸—基性火山熔岩、火山碎屑岩、硅质岩等，厚3780米，可分上、下两个亚组。

上亚组上部为英安质凝灰岩，霏细岩质、玄武岩质火山角砾岩，硅质岩，霏细岩等；下部为玄武玢岩、辉石安山玢岩、玄武质凝灰岩夹细碧岩。

下亚组为霏细岩、凝灰岩夹基性熔岩、粉砂岩、石灰岩、碧玉岩。

（二）志留系

中、上志留统玛依拉山群（$S_{2-3}ml$），地表见于玛依拉山，推测在盆地西端北侧的车排子高地上白垩系和第三系覆盖下的某些地区有分布，总厚达8438米，可分上、下两个亚群。

上亚群为灰绿、紫灰色千枚岩化、片理化凝灰质粉砂岩，凝灰岩，粉砂质泥岩，硅质板岩夹砂砾岩，安山玢岩，玄武岩，辉绿玢岩，碧玉岩。下亚群上部为灰绿、灰紫色凝灰质粉砂岩夹中细粉粒砂岩，凝灰岩，砂砾岩；中部为灰绿、紫红色凝灰质细砂岩及玄武玢岩，细碧岩，安山玢岩，红碧玉岩，青灰色硅质岩；下部为灰绿、紫红色凝灰质薄层细砂岩夹玄武玢岩，细碧岩，粉砂质泥岩及少量砾岩。沉积仍保留了某些远洋环境的特点。

克拉美利组（$S_{2-3}k$）：地表见于盆地东部北侧的克拉美利山区，上部为灰绿色、黄褐色粉砂岩及砂岩、含砾砂岩；下部为灰绿色泥质粉砂岩、细砂岩、硅质岩夹少许生物灰岩，总厚仅800余米。本组在盆地东部某些地区的老隆起上有分布，例如在黄草湖凸起上的大1井，钻穿石炭系的火山岩后即进入到本组的下部层位中。

（三）泥盆系

泥盆系广布于东、西准噶尔山区和天山山区，在盆地内不同部位见到和可能见到的大致

包括以下几个层位。

1. 西准噶尔山区

在德仑山北部为中泥盆统的灰缘色凝灰质砂岩、砾岩，在德仑山南部为下泥盆统的深灰绿色千枚岩、板岩，预计在盆地北部的陆梁顶部等地区会有该组地层分布。

上统朱鲁木迪组（D_3z），主要分布于盆地西部车排子高地上，为灰绿色、紫红色泥岩，凝灰质砂岩，粉砂岩，凝灰岩夹少量生物灰岩及安山玢岩，流纹岩，厚可达2000米以上。在盆地西北部的某些地区，也可能有此组分布，岩性相变为灰绿色凝灰质砂岩、砾岩、粉砂岩。

洪古勒楞组（D_3h）：地表见于盆地北部阿尔加提山一带，主要为灰绿色砾岩、砂岩，杂色凝灰质粉砂岩和少量石灰岩，厚595米。其中上部已属杜内早期，仅下部为泥盆系之顶部。

2. 东准噶尔山区

在乌伦古断陷东部边缘山区，泥盆系有广泛出露。它们都不同程度地伸入盆地的中新生代盖层沉积之下，特别是吐丝托依拉大断裂以北地区，成为基岩的主要组成部分。现将这些岩组做一简述。

阿苏山组（D_1a）：地表见于克拉美利山北的平顶山和扎河坝西南。前者岩性为灰绿色凝灰质砂岩夹中基性凝灰岩、熔岩和砂岩，含海相化石，厚1540米，在乌伦古断陷东端分布较广。后者则以中基性火山岩为主，为灰绿色、紫灰色辉石安山玢岩、杏仁状玄武岩、夹岩屑凝灰岩、凝灰砾岩，厚2083米。

蕴都喀拉组（D_2y）：见于扎河坝西南，为灰绿色、紫灰色凝灰砂岩，片理化凝灰粉砂岩，砂砾岩及层凝灰岩，局部可夹石灰岩透镜体，含海相化石，厚770米。

乌鲁苏巴斯套组（D_2u）：见于扎河坝南乌伦古河北岸，为灰绿色砂砾岩、砂岩及粉砂岩，含少量珊瑚及大量植物化石，厚度小于1500米。

卡希翁组（D_3k）：见于扎河坝西南，为灰绿色、紫灰色凝灰质砂岩夹灰岩透镜体，横向上可夹少量凝灰岩及安山玢岩，含腕足及大量植物化石，厚度小于2700米。

（四）*石炭系*

基底岩系中的石炭系主要是纳缪尔阶（C_1^n）的灰绿色、杂色凝灰质碎屑岩，酸—基性火山熔岩，凝灰岩和杜内阶（C_1^d）、维宪阶（C_1^v）的正常沉积为主的灰色凝灰质砾砂岩，粉砂岩，泥页岩及不同程度发育的火山岩，凝灰岩等。

盆地西北缘和北部地区地表所见有以下一些地层。

黑山头组（C_1h）：灰色凝灰质砂岩、粉砂岩夹泥岩、砾岩、凝灰岩等，有时夹碳质泥岩及劣煤，地表所见不完整厚度小于千米，盆地北部边缘地区井下有可能遇见此组。

南明水组（C_1n）：上部为灰绿色薄层状凝灰质粉砂岩、泥岩、凝灰岩互层；下部为灰色厚层凝灰质砂、砾岩，凝灰岩夹安山玢岩，生物碎屑灰岩等，含植物和海相化石。厚达4400米。

哈尔加吾组（C_1hr 即原三分方案时的 C_2h）：灰绿色、紫红色安山玢岩，辉绿玢岩，玄武玢岩，中基性凝灰岩，凝灰质砂砾岩，火山角砾岩等，含植物化石，不整合在下伏地层上，厚在1000米以上。其上之卡拉岗组则含酸性熔岩和煤层。哈、卡两组时代已改为下二叠统，符号为 P_1h 和 P_1k。

盆地西北缘井下揭示的基底岩系，基本上是上述几组岩层。但由于孢粉的具肋条特点呈

现了二叠纪面貌，曾大部分或全部被改划为二叠系，致使井下的二叠系划分变得非常复杂。后来在某些井下（如车25）发现了海相化石，又重新将这部分地层改划为石炭系。这是准噶尔盆地地层研究工作受到古生物冲击的三次事件中影响最严重的一次（另外两次是“中侏罗世”的费尔干蚌和恐龙是否进入新生代的问题）。

克—乌断裂上盘的石炭系即地表原划的下石炭统，为巨厚的槽型沉积。根据众多钻遇井孔材料，大致可归纳为三个岩性段：上部砂泥岩段、中部砂砾岩段和下部火山岩段（安山玄武岩）。分析其中的孢粉，多数为早石炭世，部分为晚石炭世至早二叠世。在车排子断裂带上的井下曾发现海相腕足、双壳、介形类等化石与具二叠系面貌的孢粉共生，海相化石的时代大致为晚石炭世（二分）早中期。

克—乌断裂下盘的石炭系被称为中拐组（原符号为C_3z，其实建组条件不具备），主要被钻井揭露于油区南部的红山嘴以南地区，相当于地震C^{l_3}波组以下的基底岩层，岩性为灰白、灰绿、灰褐色凝灰岩及凝灰质碎屑岩，有时夹褐色泥岩及碳质泥岩薄层（偏高层位）和紫褐色安山岩、安山质凝灰碎屑岩、黑色泥岩、灰色粉砂岩、褐色晶屑玻屑凝灰岩（偏低层位），钻井揭露的最大视厚度为525米，显然，这就是克拉玛依南部地区山边出露的南明水组（C_1n），井下未发现大古化石，孢粉属二叠纪、或晚石炭世末期至早二叠世早期。同位素年龄为247.8±7.3百万年。

陆梁地区西部也在C^{l_3}波组下钻到灰绿、灰黑、棕红色凝灰岩，砾岩，安山岩。C^{l_3}波组是基底顶部剥蚀面的反映，故陆梁地区与红山嘴区在其下的基底岩层，既可能是相同的层位，也可能完全不同。岩性相近不一定层位相同，在未取得古生物资料前不能定论。

盆地东部地区周边出露的石炭系，由老至新包括如下一些层组：塔木岗组(C_1t)／黑山头组(C_1h)、南明水组(C_1n)／滴水泉组(C_1d)、巴塔玛依内山组(C_1b)／柳树沟组(C_1l)。

塔木岗组为灰绿色海陆交互相的凝灰质砂岩、泥岩夹砾岩和石灰岩，横向上夹中酸性和中基性熔岩，最厚达2345米，主要分布于克拉美利山南坡，故盆地东部的某些地区也有可能分布。

黑山头组为浅海相正常沉积的碎屑岩、火山碎屑岩及中酸性和基性火山岩，主要见于克拉美利山以北地区，乌伦古断陷东北部有其分布。

南明水组广布于克拉美利山区，主要为灰绿色海相陆源碎屑沉积的凝灰质砂岩、泥岩夹碳质泥岩、砾岩和煤线、硅质岩等，局部有石灰岩透镜体，厚度可大于3500米，山边地带很少超过1000米。岩性横向变化很大，可粗可细，在大断裂带上有轻度动力变质现象，成为片理化、千枚岩化的板岩和千枚岩，乌伦古断陷东部有分布。

滴水泉组下部为灰黑色泥岩夹碳质泥岩薄层，上部为紫红色泥岩、凝灰质粉砂岩，厚800米左右；下部灰黑色泥岩段具有生油潜力。但滴水泉剖面上的“滴水泉组”实际只是南明水组中的一个特殊岩性段，而不是该组的全部，在盆地内也无法追踪。这和盆地西北缘哈拉阿拉特山北坡达尔布特大断裂上的相同层位一样，虽曾具有生油潜力，但其现实意义很模糊，克拉美利山南坡的滴水泉组与南明水组是同时异相的沉积，为一套灰绿色砾岩、砂岩、粉砂岩、粉砂质页岩夹碳质页岩和煤线的纯陆相粗碎屑堆积，厚近1000米。

巴塔玛依内山组广布于克拉美利山区，主要为灰绿色、杂色中—基性、酸性熔岩、凝灰岩、火山碎屑岩夹正常陆相沉积的泥岩、砂岩、砾岩和薄煤层，偶亦有海相生物碎屑灰岩夹层，最厚可达4100米以上，与下伏地层不整合接触。

柳树沟组为盆地南缘博格达山区的主要建造，其层位、岩性均与巴塔玛依内山组大致相

同。

在盆地最东部，可见到巴塔玛依内山组和柳树沟组地层南北遥相对应，且盆地中也有少量孤立露头，足以证明这两个组为同一地层，并在盆地内连为一体。盆地东部井下除个别地区外，盖层之下就是这两个组；北三台以北都归入巴塔玛依内山组，以南都归入柳树沟组，其实都是同一地层。岩性除凝灰质砂岩、砾岩、泥页岩外，其余都为安山岩和玄武岩（不少为拉斑玄武岩）；还发现该两组中的标准植物化石 *Angaropteridium cardiopteroides* 心型准安哥拉羊齿和大量孢粉，时代为早石炭世晚期（纳缪尔期 C_1n），许多缺失中生界的块断隆起，第三系覆盖下即是这两组地层。

在克拉美利山西端的倾没处，塔木岗组／黑山头组、滴水泉组／南明水组由滴水泉往西直接伸入盆地内，在三南凸起上可能有广泛分布。彩参 2 井在侏罗系下的古生界基底岩层中发现了海相化石腕足类和双壳类，与见于盆地北部黑山头组（C_1h）的化石相同，时代大致为杜内中晚期（C_1d），这足可证明不仅三南凸起上有塔木岗组或黑山头组地层，而且在凹陷中的彩南凸起上的基岩也是由同一地层组成的。

至于彩参 1 井井底的数十米黑色泥岩，尚不能肯定就是滴水泉组，也可能是巴塔玛依内山组的夹层。

前峡组（C_1q）：广布于北天山的伊林黑比尔根山北坡，为海相灰色、灰黑色细粒火山碎屑岩（粉砂质泥岩—砂砾岩）夹酸性凝灰岩、石灰岩，厚达 2546 米。盆地南缘西部山麓地区的基岩即为此组，50 年代的托斯台 1 号井即钻达此组数百米。

基岩中的石炭系具有储集能力，在克－乌油区井下普遍有不同程度的含油和工业生产能力。

二、盖层沉积概述

盆地的盖层沉积始于晚石炭世维士法期，共包括上古生界、中生界和新生界的全部层序，总厚可达 15000 米。石炭—二叠系是由海相到陆相的过渡，中、新生界则纯属大陆沉积。这些地层主要出露于盆地南部的天山山前地区和盆地东北部的克拉美利山南坡（图 2-3-1）。盆地西北部出露较少，且以中生界为主，层序也往往不全；但钻井却揭露了完整的中生界及上古生界的不同层位。上古生界主要出露在盆地的东部，中、新生界则盆地中、西部发育最好。各时代地层，在地表多处都能看到完整连续的剖面，顶底清楚，厚度大，化石多，研究也较详，划分趋近定型，且二叠系—三叠系、三叠系—侏罗系、白垩系—第三系、第三系—第四系之间都可看到整合连续过渡的界线，局部也可能有侏罗系—白垩系间的连续界线，这里是确定陆相界线层型的有利地区。大龙口剖面仓房沟群内二叠系与三叠系的界线，已列为中国北方陆相二叠系—三叠系界线层型的候选剖面，三叠系—侏罗系连续关系的存在为中国北方陆相中、下侏罗统不连续剖面的正确划分、对比和肯定提供了依据。*Coniopteris–Phoenicopsis* 锥叶蕨—拟刺葵植物群不仅为确定中侏罗世提供了钥匙，在原划分的第三系下部发现的大量恐龙化石，是研究该门类生物时空演化的典型材料；西域砾岩属早更新世时代的确立和其与下伏第三系的连续过渡关系，对中国西部和其毗邻的中亚地区第四系的正确划分以及最新构造演化的研究都有重要意义。因此，准噶尔盆地是我国不可多得的一个重要的中、新生代地层区。而且鉴于其中赋存的丰富的沉积矿床，如石油的储量和产量居西北地区之前列，煤的储量亦居全国前列，使它在国民经济中占有重要位置。

三、石炭—二叠系

鉴于各地区沉积差异较大，乃分区叙述。

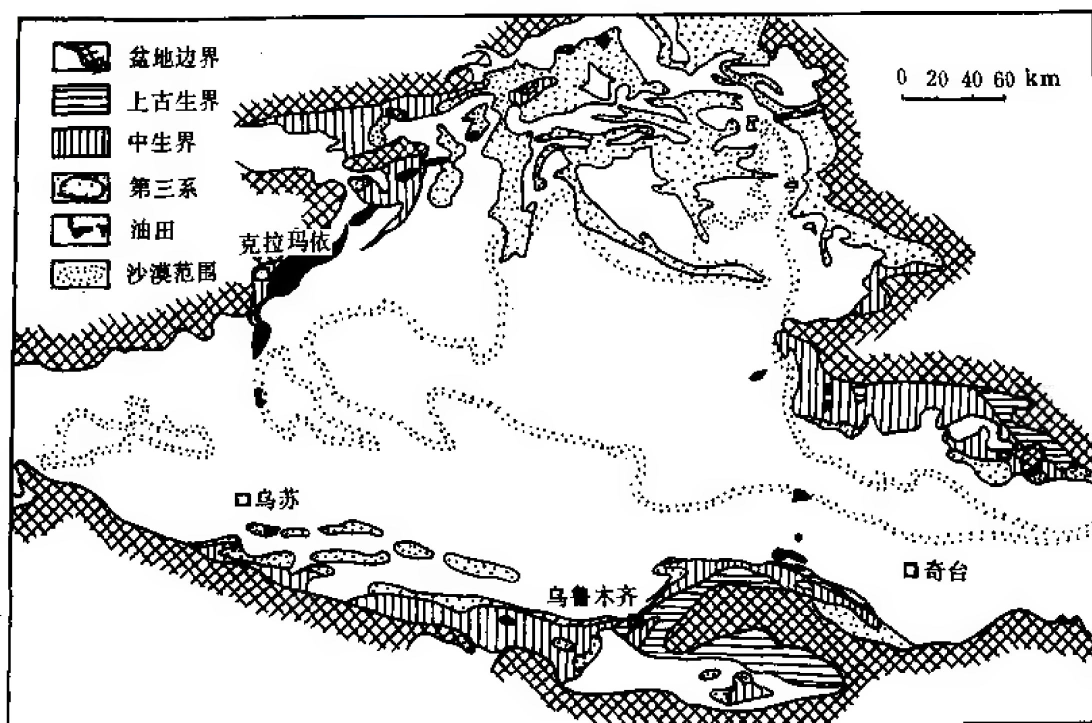


图 2-3-1 准噶尔盆地地表地层露头及油田分布图

(一) 盆地东部的石炭—二叠系

1. 克拉美利山南坡地区

这是盆地内石炭、二叠系最发育的地区之一。石炭系主要分布在东段，以双井子—石钱滩地区最发育。二叠系分布广，往西扩展到整个克拉美利山的南坡地区，共包括四个层序：

上覆地层　仓房沟群[$(P_2\text{-}T_1)$ ch]

平地泉组（P_2p）

将军庙组（P_1j）

金沟组（C_2? j）

石钱滩群（C_2sh）

下伏地层　巴塔玛依内山组（C_1b）

(1) 上石炭统石钱滩群（C_2sh）　露头西起老鹰沟，东至老君庙，主要见于将军戈壁一带的六棵树至石钱滩，以角度不整合覆于巴塔玛依内山组（C_1b）的火山—碎屑岩系之上，厚 215.8（或更薄）～1278.4 米，可分为四个岩性段，现由下向上做一简述。

1) 弧形梁碎屑岩段（C_2sh^a）：石钱滩和弧形梁两地最发育，最厚达 868.3 米，及至其余地区则迅速减薄，直至为零。所量最小厚度 33 米。为灰绿色粗碎屑岩，下部为海滩砾岩层；中部变细，以砂泥岩为主，夹劣质煤层；上部泥岩为主夹薄灰岩。也可全部变为以砾岩为主。含大量珊瑚类、腕足类、双壳类、苔藓虫及植物碎片化石。

2) 双井子灰岩段（C_2sh^b）：为灰色厚层生物碎屑灰岩夹泥岩，主要为潮间海滩沉积，厚 1.2～70.2 米，一般 20～40 米。海相化石极丰富，主要是单体珊瑚，其次为腕足类、海百合、苔藓虫、腹足类、双壳类、头足类、蜓、介形类、牙形石等。

3）平梁绿色泥岩段（C_2sh^c）：为岩性较单一的灰绿色块状泥岩夹少量砂岩、灰岩薄层，系浪基面下低能安定环境沉积物，厚 71～263.1 米，一般 135～185 米。化石以丰富的海相微体生物为主，如介形类、有孔虫、蜓、牙形石等，其余是小型单体珊瑚类、腕足类、双壳类、腹足类、头足类、三叶虫、苔藓虫，代表晚石炭世的最大海侵期的沉积。

4）杂色凝灰质碎屑岩段（C_2sh^d）：为以紫红色为主夹灰色、蓝灰色的杂色块状安山凝灰质砂岩、安山质砾岩夹褐灰色粉砂岩，灰色、褐色泥岩，粉红色、白色凝灰岩，局部有翠绿色含铜砂岩，有时上部可全变为紫灰色砾岩，厚度一般为 100 米左右，化石稀少，仅见少量珊瑚类、腕足类、双壳类等。

本群内可作代表的生物化石有珊瑚类 *Caninia ornata* 装饰犬齿珊瑚，*Cystodendropora xinjianensis* 新疆泡沫枝孔珊瑚；腕足类 *Choristites norini* 诺林分喙石燕，*Antiquatonia taiyuanfuensis* 太原古长身贝，*Linoproductus antiguus* 古老线纹长身贝；头足类 *Neodimorphoceras tamuganensis* 塔木岗新双形菊石；蜓 *Fusiella kelamailiensis* 克拉美利微纺锤，*Profusulinella kelamailiensis* 克拉美利原小纺锤，*Pseudostaffella irinovkensis* 依林诺夫克假史塔夫蜓；介形类 *Healdia longispina* 长刺赫鲁特介，*Cavellina alacris* 活泼卡味尔介，*Bairdia placida* 平静土菱介；牙形石 *Streptognathodus suberectus* 外侧高曲颚牙形刺，*S. parvus* 微小曲颚牙形刺，*Idiognathodus delicatus* 双叶异颚牙形刺。

(2) 上石炭统(?)金沟组（C_2? j） 仅出露于最东部的石钱滩—孔雀坪地区，不整合在石钱滩群之上。下段为灰绿色凝灰质砾岩、砂岩夹褐红色、灰色砂质泥岩，厚 671.4 米，此段往东横向变化急剧，厚度大增，超过千米；可全变为块状凝灰质砾岩，偶夹石英正长斑岩透镜体，或可由上部砾岩变为紫灰色凝灰质砂岩、粉砂岩夹翠绿色含铜砂岩；或为灰色厚层—块状凝灰质砂岩与灰黑色泥岩、粉砂岩互层；越近山区，越带槽相沉积的特点。上段以褐红色泥岩为主夹灰绿色泥岩条带，灰色、灰褐色砾岩，砂岩，紫灰色凝灰岩，团块状泥灰岩，茶色燧石岩的透镜体及薄煤线，厚 1102.5 米。

本组生物化石很少，仅在孔雀坪的下段内采得少量双壳类 *Abiella subevata* 亚卵形阿毕蚌，古鳕鱼残片和孢粉化石 *Protohaploxypinus* 单乘多肋粉，*Hamiapollenites* 哈姆粉等，时代偏向于早二叠—晚二叠世，晚石炭世是根据层位关系推论假定的。

(3) 下二叠统将军庙组（P_1j） 地表见于帐篷沟—石钱滩以东地区，老君庙以北的山间断陷内还有少许露头；在五彩湾凹陷内的井下也有分布，在石钱滩以底砾岩假整合在金沟组之上，其余地区均不整合在石钱滩群或巴塔玛依内山组之上。

岩性为棕红色泥岩、砂质泥岩夹不规则厚层—块状灰红色、黄绿色砂岩，砂砾岩透镜体；底砾岩灰红色，厚数米至百余米，常有再沉积的珊瑚、腕足类等个体；总厚 79(残)～1021.4 米；横向变化大，六棵树一带全变为红色角砾岩夹少量砾砂质泥岩，为山麓堆积物。双井子地区下段为正常岩性，655.8～756.1 米；上段为灰棕色角砾岩夹少量砂质泥岩，厚 225.7～265.3 米。至石钱滩地区，下段全为褐色泥岩，上段角砾岩消失，变为浅褐灰色、灰绿色条带状泥岩夹薄层泥灰岩、蛹状灰岩、黑色碳质泥岩及煤线。西部五彩湾—帐篷沟地区为红色泥岩夹砂岩、砾岩。

过去曾在下段红色泥岩中采到多种海相介形类和有孔虫，多系下伏石钱滩群中常见分子，故近年有人认为是再沉积产物，但鉴定者仍坚持是原生沉积。此外，还见有少量植物残片，如 *Cordaites* sp. 科达（未定种）等，近来亦有人认为本组应属上二叠统。

(4) 上二叠统平地泉组（P_2p） 广泛分布于整个克拉美利山南的山前地区，不整合在

将军庙组之上，部分地区则仅见到假整合，上界被仓房沟群不整合覆盖。

主要为暗色湖沼相泥质沉积，为可燃有机岩建造，但横向变化极大。在六棵树—石钱滩地区，可分三段：下部为紫红色、桔红色、灰黄色、灰绿色砾岩，砂砾岩夹褐色、灰色泥岩、黑色碳质泥岩和煤线，仅见于六棵树附近，厚200～300米，在双井子和石钱滩地区沉积缺失；中部为灰绿色泥岩夹薄层—厚层砂岩、泥灰岩、菱铁矿、铁质砂岩薄层及碳质泥岩、劣煤，主要见于双井子地区，可直接不整合在将军庙组之上，厚268～360.7米，至石钱滩仅沉积上部73.3米；上部为黄绿色砾岩、灰色砂岩、灰黑色泥岩的韵律状互层夹碳质泥岩及煤线，顶部有红色风化壳，厚243.4～314米，但至六棵树变细，泥岩为主，和中部很难划分。六棵树西侧，下、中部全变为杂色，上部则变为墨绿色圆砾岩，并含由志留系硅质岩组成的飞来峰式巨型漂砾。再往西和六棵树以东的山间洼地内，本组全变为紫灰色杂乱角砾岩夹煤线。岩性的剧变反映了近距离内沉积环境由山麓碎屑流洪积锥向锥缘河道、河泛平原直至湖沼区的迅速更叠。

西部主要见于帐篷沟地区，小范围内的变化也十分剧烈，反映了环境从大型扇三角洲顶部的辫状水系河道堆积，迅速向扇缘区的分流河道和三角洲前沿直至扇间湖湾过渡，如西大沟以砾岩为主，中上部夹灰绿色泥岩、泥灰岩、碳质泥岩，顶底多为杂色，厚1229米。由西大沟向东约3千米，到老山沟即变细，底部砾岩段沉积缺失，中下部为灰绿色泥岩夹层状砂岩、泥灰岩；上部为杂色泥岩，总厚673米。在沙丘河、火烧山含油区内，几乎全为湖积物：下部平四段为灰白色、浅灰色细砾岩、含砾砂岩的块状层为主，与淡蓝灰色富含泥灰岩团块的泥岩呈交互层，是与浅水环境和间歇湖伴生的三角洲河道砂体堆积，厚52～155米；平三段以灰黑色铁质凝灰质白云质泥岩为主，中上部夹块状砂岩，是深湖环境中的泥质沉积与水下河道席状砂体，厚56～178.5米；平二段为深灰色泥岩与层状砂岩交互夹凝灰质白云质泥岩，厚32.5～530米，为半深湖—深湖环境的泥质沉积与水下河道砂体；平一段为灰色泥岩，岩性单一，是浅湖环境沉积，厚250～265米；油区范围内的岩组总厚357～1800米。其中平三段和平二段既是油源岩，又是生产储集层，平一段则为盖层。帐篷沟的沉积与油田井下很接近。

本组所含化石很丰富，计有植物、鱼类、双壳类、介形虫和孢粉等，时代为晚二叠世，具代表性的有植物 *Callipteris zeilleri* 蔡耶美羊齿；双壳类 *Anthraconauta karamielica* 克拉美利炭蚌，*Microdontella elliptica* 椭圆微齿蚌；介形类 *Darwinula elongata* 伸长达尔文介，*Kelameilina sinensis* 中华克拉美利介等。

2. 博格达山北坡地区

该区亦是盆地内石炭—二叠系最发育的代表性地区，特点是厚度大，剖面连续而间断少，某些单元还有明显的槽型建造性质，有一定强度的火山活动。

(1) 上石炭统

1) 祁家沟组（C_2q）：仅见于乌鲁木齐西南部的博格达山西坡，自三工河以东即无分布，不整合在柳树沟组（C_2l）之上，层位与石钱滩群大致相当。该组下段为灰色凝灰质砾岩、砂岩、泥岩夹石灰岩和紫灰色安山玢岩，厚77.5～112米；上段为灰色厚层块状灰岩夹少许砂岩、粉砂岩，见有安山玄武玢岩侵入其中，厚206米；岩组总厚283.5～318米。石灰岩中含有丰富的珊瑚、腕足、双壳、腹足、蜓等门类化石，其中代表性的有珊瑚类 *Caninia* cf. *mapingensis* 马平犬齿珊瑚（相似种），*Cyathocarinia tuberculata* 瘤状背板杯珊瑚；腕足类 *Paramuirwoodia quadrata* 四方拟穆氏贝，*Choristites mosquensis* 莫斯科分

喙石燕；䗴类 *Fusulina* sp. 纺缍䗴（未定种），*Ozawinella mosquensis* 莫斯科小泽䗴等。

2）奥尔图组（C_2o）：分布与祁家沟组相同，连续沉积于其上。该组下部为灰绿色粉砂岩夹细砂岩、砂质灰岩和硅质条带，含珊瑚、菊石、腕足、双壳类等化石，厚 131.6～145.1 米；上部为灰绿色细砂岩夹粉砂岩、细砾岩，19.5～96.3 米；岩组总厚 174.6～227.9 米，代表性化石为菊石 *Somoholites* sp. 索谟菊石（未定种），*Neopronorites* sp. 新前诺利菊石。

上石炭统体现了一个完整的海水进退旋回，祁家沟组下部粗碎屑岩多，是滨海近岸沉积，不时还有陆上小规模喷发的熔岩流加入；上部石灰岩一般无砾状结构，显示形成于向海台地的低能环境，这与双井子石灰岩明显不同，至奥尔图组下部则因陆源碎屑的大量供给而形成近岸的水下粉砂泥坪沉积，后期转变为潮汐砂床。也有人根据其中含有营浮游生活的菊石（同时共生的也还有底栖的其他门类）而认为水体更深，是继续海侵的沉积。

（2）二叠系芨芨槽子群（Pjj） 广泛分布于博格达山北坡，完整剖面见于乌鲁木齐东南部，假整合或不整合在奥尔图组、祁家沟组直至柳树沟组之上，厚度巨大，累计近 4500 米，缺失顶部层位的连续剖面，最大厚度可达 3700 米，系由残留海盆完全过渡到大陆体制的碎屑堆积：下亚群主要为复理石，上亚群主要为长石质硬砂岩建造和可燃有机岩建造。

1）下二叠统下芨芨槽子群（即芨芨槽子群下亚群 P_1jj^a）： 包括石人子沟组和塔什库拉组。

石人子沟组（P_1s）为绿灰色凝灰质、钙质砾岩，含砾砂岩，砂岩，粉砂岩，砂质泥岩的交互层，夹不规则的砂质灰岩条带、凝灰岩、角砾状碎屑灰岩透镜体，偶亦可见到安山岩薄夹层；底部钙质砾岩有时可变为含砾生物碎屑灰岩，含大量䗴䗴类化石，厚 446～770 米，为滨海陆源沉积，近来的研究则认为是陆坡和深海盆地的滑塌沉积。产植物化石 *Walchia* sp. 瓦契杉（未定种），*Annularia* sp. 轮叶（未定种），过去也曾有不少见到腕足类的记录，还需证实，但有海相夹层是肯定的。

塔什库拉组（P_1t） 连续沉积在石人子沟组上，为绿灰色凝灰质、钙质中—细粒杂砂岩、石英长石质砂岩、粉砂岩、砂质泥岩、黑色泥页岩等的韵律状频繁交互层，夹泥灰岩薄透镜体，薄—中层状，厚 1102～2593 米。为复理石建造，横向总体面貌变化很小，在博格达山内复向斜中也有大面积分布。含植物化石 *Cordaianthus volkmannii* 沃氏科达花，*Walchia bipinnata* 二羽瓦契杉，偶见海相夹层和海相化石●。

近来有人研究认为，该组是深海沉积。砂岩确有递变层理，但亦见有浅水波痕等，至今未发现本组的边缘相带沉积物；各剖面的岩石性质和剖面结构特点基本是一致的，其分布仅限于博格达山区和其外围，以及头屯河上游的伊林黑比尔根山支脉中，按现代海洋沉积模式，为深海盆地的浊积岩。

2）上二叠统上芨芨槽子群（即芨芨槽子群上亚群 P_2jj^b）： 分布于乌鲁木齐至吉木萨尔以南的博格达山麓地区，与下芨芨槽子群为连续沉积，但在博格达山体内没有分布。亦是下粗上细的一巨型旋回沉积，分为乌拉泊组、井井子沟组、芦草沟组和红雁池组。

乌拉泊组（P_2u）主要为灰绿色夹紫红色、暗红色的砾岩，含砾砂岩，粗—细粒长石砂岩，凝灰质杂砂岩，粉砂岩，凝灰岩夹泥岩，砂质泥岩；常见波痕、雨痕、龟裂等，粒度和颜色的横向变化都很大；厚 1065～2543 米，一般 1300 米左右。如泉子街地区，灰色砾岩很发育；大龙口河潘家台子则为红色块状交错层砂岩；大黄山西段不仅出现不少砾岩，且红色

●邹义声新近（1989～1990）在芨芨槽子的本组中采到小型单体珊瑚化石，待鉴定。

夹层大增；石人子沟则较细，块状砂岩不发育，凝灰岩和凝灰质增多，几无红色；乌拉泊则主要为灰白色块状交错层长石砂岩和长石质复矿砂岩。这基本是一套由山麓洪积扇到扇三角洲的堆积物，化石仅有少量 *Palaeonodonta pseudolongissima* 假极长古无齿蚌和植物 *Walchia* sp. 瓦契杉（未定种），*Dadoxylon teilhardii* 德氏火炬木等。

井井子沟组（P_2j）连续沉积在乌拉泊组之上，为蓝灰色、灰色块状凝灰岩，中厚层状凝灰质杂砂岩，少量长石砂岩、粉砂岩、暗灰色砂质泥岩的不规则交互层，有时亦夹砾岩透镜体，波痕、龟裂等亦常见，厚 319～1654 米，一般厚 500～900 米。块状凝灰岩和蓝灰色层是本组的特点，凝灰岩单层厚度大者可达 50 米以上。该组正常沉积岩与乌拉泊组很难区别，唯砾岩较少见，在无凝灰岩层时，两组很难分开。凝灰岩主要发育在大龙口河以西地区，而以东如泉子街、吉木萨尔井下等均几乎没有凝灰岩发育。主要为河泛平原与浅湖沉积，凝灰物质来自物源区的强烈火山喷发，但未见熔岩。化石为少量植物 *Cordaites* sp. 科达（未定种）和介形类 *Darwinula parallela* 平行达尔文介，*Tomiella incondita* 不规则托姆介，*Permiana compta* 美丽二叠介。

芦草沟组（P_2l） 分布同前两组，但一般出露不完整，上段分布更广，与下伏井井子沟组为连续沉积，为可燃有机岩建造，可分上、下两段。下段只在乌鲁木齐南部——三工河间地区和大黄山区有完整剖面，为灰黑色、表面褐黄色的厚层—块状白云质中—细粒砂岩、白云岩和砂质白云岩、粉砂质泥岩与薄—中层油页岩的交互层，厚 416～616 米，含有丰富的鱼类、双壳类和植物、介形类化石，代表属种有鱼 *Tienshaniscus longipterus* 长鳍天山鳕，*Turfania taoshuyuanensis* 桃树园吐鲁番鳕；双壳类 *Anthraconauta ilijinskiensis* 伊犁津斯克炭蚌；介形类 *Darwinula monitoria* 监视达尔文介等。上段为灰黑色油页岩、粉砂质页岩夹薄—中层状砂质白云岩、白云质灰岩、粉砂岩。岩性单一，横向上几乎无变化，但厚度颇为悬殊。乌鲁木齐市西区最薄，厚 250 米左右；大黄山区增厚至 800～1000 米。过去曾有一种意见认为：上油页岩厚度的剧变是因上覆的红雁池组在横向上变为油页岩造成的。依据是红雁池组发育的地区上油页岩薄，红雁池组缺失或不发育的地区上油页岩厚。最近查明，芦草沟组是博格达山前滞流闭塞坳陷的湖相沉积，当时的沉积坳陷中心正位于大黄山一带，坳陷呈不对称箕状；现今阜康断层上盘地区，当日已是坳陷北翼斜坡，上油页岩的厚度已骤减至 200 米左右；依据是西沟—梧桐沟口地区均残存有 5～50 米的红雁池组灰绿色凝灰质硅质砂岩、硅质泥岩。在吉木萨尔凹陷中的覆盖区内，芦草沟组已减薄至 223 米，其中上部油页岩段仅 100 米左右。在北三台潜伏隆起的南坡，上油页岩段直接超覆到柳树沟组或巴塔玛依内山组的火山岩上，厚度仅 57～61 米。上段中水生生物化石丰富，具代表性的有鱼类 *Tienshaniscus longipterus* 长鳍天山鳕，*Turfania taoshuyuanensis* 桃树园吐鲁番鳕；双壳类 *Anthraconauta pseudophilipsii* 假菲氏炭蚌；介形类 *Darwinula parallela* 平行达尔文介，*Darwinuloides ornata* 装饰似达尔文介等。岩组最大厚度 1100～1300 米。

本组油页岩有机质丰富，含烃量很高，干馏的含油率高达 15‰～17‰，地表油气显示极其丰富，是盆地东南部最重要的油源岩，但储集性能太差，至今未在其中获得工业油流。

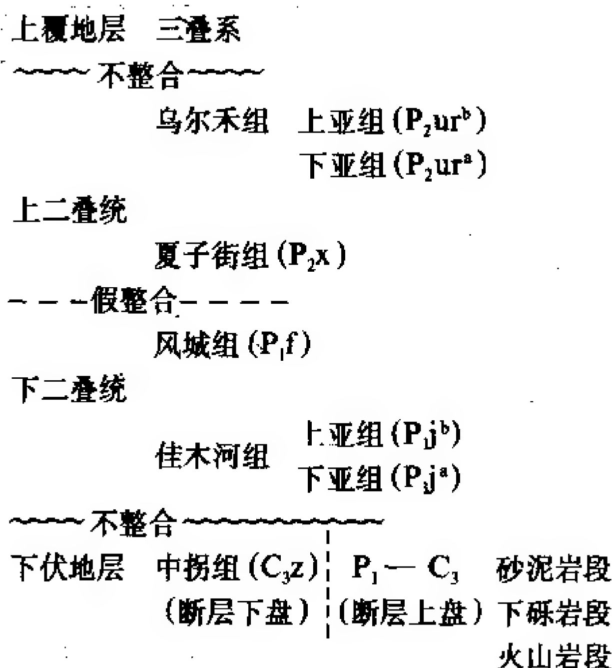
红雁池组（P_2h） 整合覆盖在芦草沟组之上，主要分布于三工河以西的乌鲁木齐附近地区，其次在大龙口—小龙口一带的复向斜中还有残存，西沟—梧桐沟阜康断层的上盘残存少许，其余地区均缺失，标准剖面在乌鲁木齐西市区内。岩性为绿灰色、灰黑色泥岩，粉砂质碳质页岩夹灰绿色薄—厚层复矿砂岩、砾砂岩、砾岩、薄层叠锥状泥灰岩和紫红色泥岩条带，厚 0～733 米。黑色页岩近于油页岩化。化石很丰富，代表的有双壳类 *Anthraconauta*

ilijinskiensis 伊犁津斯克炭蚌，*Microdontella elliptica* 椭圆微齿蚌；介形类 *Darwinula parallela* 平行达尔文介，*Tomiella incondita* 不规则托姆介，*Permiana compta* 美丽二叠介，*Darwinuloides ornata* 装饰似达尔文介；植物 *Pecopteris anthriscifolia* 峨参栉羊齿等。

本组也是良好的生油岩，但因其分布局限，贡献远不如芦草沟组。

(二) 盆地西北缘的石炭—二叠系

盆地西北部边缘地区在中生界或新生界的地表露头以下，原来所划均是槽型的火山—凝灰碎屑岩系，时代偏老，多在 $D—C_2$ 的范围内，没有列出属于盖层沉积的剖面。近年来对这些地层的研究，逐渐有一些与以往不同的认识，但仍然还没有列出一个与盆地内沉积有关的层序来。经过多年的对比研究，结合由井标定的地震剖面所展示的各井下岩性单元的空间关系，逐渐建立了一个层序概念；并根据孢粉化石，确定这些地层绝大多数都属于二叠系，尽管其中还有许多疑问，但这是目前获得一致认可的一个应用方案，其层序如下。



1. 下二叠统佳木河组 (P_1j)

命名剖面在乌尔禾以北的佳木河两岸，为紫灰色、棕红色、灰绿色的凝灰质碎屑岩及火山熔岩（安山岩及安山玄武岩等），剖面未见顶底，原定时代为 C_{2+3}，井下对比结果认为相当于地震 $C^{'_1}$ 波组以下，$C^{'_2}$ 波组以上地层。

(1) 佳木河组下亚组 (P_1j^a)　油气南段的五区至红山嘴一带普遍钻遇，其层位相当地震 $C^{'_2}$ 与 $C^{'_3}$ 两个波组之间的地层，明显地不整合在基底岩系之上。为一套杂色砾岩、火山碎屑岩夹熔岩，其上部为灰绿色、暗灰色小砾岩，砂岩，砂质泥岩互层，系该区的主要含油段；下部为灰黑色、灰褐色砂质砾岩，砂岩，粉砂岩，泥岩，五区的最大厚度按地震换算可达 4000 米，孢粉化石的分析结果认为，时代属早二叠世。

陆梁地区为灰绿色、深灰色细砂岩。

(2) 佳木河组上亚组 (P_1j^b)　在油田内的五、八区广泛钻遇，乌尔禾、风成城、陆梁

等区也钻到，为一套火山熔岩夹火山碎屑岩，其底相当于C^{t_2}波组。在五、八区为流纹岩、安山岩、凝灰岩及凝灰质碎屑岩，未穿视厚度268～350米，风成城地区407米，陆梁地区为紫褐色、紫灰色杏仁状橄榄安山玄武岩及安山质熔结角砾岩夹棕红色砂质泥岩、细砂岩，未穿视厚度139米。

本亚组无化石依据。克拉玛依后山中莫老坝地区莫老坝组亦以酸—中性熔岩为主，被认为与本亚组相当，不整合在中石炭统之上，含有植物化石 *Zamiopteris glossopteroides* 舌形查米羊齿，进而推论本亚段属下二叠统，但这是很不可靠的。

井下7个酸—基性熔岩样品的同位素年龄为218～304.1百万年。

佳木河组在油区断裂下盘含工业油层。

2. 下二叠统风成城组（P_1f）

首见于乌尔禾、风成城地区井下，相当于地震波组P^{t_1}—C^{t_1}间地层，为灰黑色泥质、凝灰质白云岩，白云质、凝灰质泥岩夹砂岩、粉砂岩、石灰岩薄层，为滞流海湾或泻湖沉积，曾发现有孔虫、棘皮动物化石残片和藻类等海相化石。其分布主要在玛湖坳陷的北段，以乌尔禾—黄羊泉一带最厚700～900米。孢粉化石的时代意见是二叠纪或晚二叠世。

本组为玛湖坳陷内的主力生油层，在风成城断裂背斜区为裂缝型高产储集层。

3. 上二叠统夏子街组（P_2x）

202古隆起● 以东均有分布，相当于地震P^{t_1}到P^{t_2}之间的地层单元。上部为棕色砾岩，下部灰褐色、灰色砾岩。夏子街地区变细，出现较多棕色泥质粉砂岩和粉砂质泥岩，未发现任何化石。显然，这是一套山麓洪积扇体堆积。

4. 上二叠统乌尔禾组（P_2ur）

(1) 乌尔禾组下亚组（P_2ur^a） 分布于克-乌断裂、夏红北断裂下盘，底界相当于P^{t_2}波组，为灰绿色、灰色砾岩与灰黑色泥岩交互层，含碳化植物碎屑和薄煤层，属山麓河流洪积—湖沼沉积，揭穿视厚度为53～1359米，所含孢粉时代为晚二叠世。

(2) 乌尔禾组上亚组（P_2ur^b） 仅分布于乌尔禾—夏子街地区的构造低部位，为棕褐色砾岩夹砂质泥岩，最大钻井揭露视厚度401米，无生物化石资料，亦为山麓洪积扇形堆积。

夏子街组和乌尔禾组在油区内均含工业油层，乌尔禾组下亚组还有成烃潜力。

5. 问题、对比、讨论

1) 上述拼接的层序是可信的。

2) 在地震剖面上各波组底面均有不整合和剥蚀间断，因而上述各层序不仅顶底，而且各层序间也是不整合和沉积间断，不是正常连续关系。

3) 沉积物主要为山麓洪积扇形堆积，也有陆上喷发物，这也间接证明构造运动多且颇为强烈。

4) 时代是根据孢粉鉴定结果确定的，除了火山岩的同位素年龄外，没有其他任何生物化石来进一步证实年代变动的正确性。

5) 孢粉的属种鉴定是准确可信的，但对于这些孢粉的地史分布是否仅限于二叠纪还存有疑问，需进一步研究。研究的方法是广泛在地表上被认为是相同层位的原划C_1、C_{1+2}等地层中采样分析，看是否也是含有二叠纪孢粉；同时广泛寻找其他门类化石，以佐证这些孢

●位于断裂下盘五、八区交界的202井区，其上的乌尔禾组与夏子街组均缺失，三叠系直接不整合在火山岩上。

粉化石地史分布的上、下限。

6）按目前孢粉鉴定的时代意见，不仅过去所划的石炭系全变为二叠系。连基底岩层也是二叠系。包罗了被不整合间断隔开的五、六个地层单元的二叠系，可算是最复杂的二叠系了，然其所在的地区并非最复杂的构造单元，这些都是令人不解的疑问。

7）地震资料表明$C^{t_3}-C^{t_1}$间的地层（相当"佳木河组"）由盆地往山区急剧增厚，具有槽型沉积的性质，与盖层沉积尚有差异。

8）目前的主导意见是将夏子街组与盆地东部的下仓房沟群对比，显然，东部的二叠系很难消化西部二叠系的复杂内容，这与对比桥梁上关键部位的资料是否过硬有关。

9）如果孢粉鉴定结果的时代意见发生松动，显然会出现另外的结局。车排子地区按孢粉时代意见定为二叠系的基底岩层中，发现了石炭纪的海相腕足、双壳、介形等类化石，又改定为石炭系，足见作为油区井下地层时代划分依据支柱的孢粉，所能发挥的效用是很脆弱的，现在盆地内地层划分对比的诸种重大分歧，无一不源于此。

（三）盆地石炭系、二叠系的对比及存在问题

盆地盖层的石炭、二叠系只在盆地东部有完整的剖面露头，在盆地西北部没有出露；而这些地层在盆地内的沉积发育状况很不均衡，不少地方没有或缺失许多层序；加上沙漠区的地震深层资料不好，三个主要发育区均无法彼此直接连层追踪；于是，在划分对比上出现了许多意见分歧。总的来说，对博格达山北坡有关层序的划分和时代归宿，至今还没人提出异议，这是首先可以肯定而作为对比标准的。

石钱滩群不论从相特征和古生物群落面貌，都和祁家沟组大体一致，层位基本可比；唯其顶底的高低，彼此略有出入。需要进一步研究的只是奥尔图组是否有可能与石钱滩群上部的两个岩性段（平梁泥岩段和凝灰碎屑岩段）层位相当的问题。从岩组的岩石特征看，有可能；但平梁泥岩中尚没找到可作对比依据的菊石化石，故也不敢肯定。

目前争论较大的是关于金沟组的层位和时代问题。前几年对它的层位和建组必要性都曾有怀疑，在越来越多的人做了一些实地观察以后，它的层序位置得到了肯定。由于古生物化石很少，时代归宿一直没有充分依据，最初是按上下层位关系假定为晚石炭世。近几年在孔雀坪剖面的下部先后找到少量古鳕鱼残片和阿毕蚌，这是新疆常见于上二叠统的分子，故认为时代属晚二叠世，甚至就是平地泉组而非另一地层[●]；为数不多的孢粉，时代也偏向于早二叠世—晚二叠世，并将其视作下二叠统，与博格达山前的下芨芨槽群对比。按理该岩组的时代归宿已可认定。其剖面上部偏泥、下部偏砂的沉积特点与下芨芨槽群有某些近似。然而它所处的层序位置又排斥这种意见。假整合覆于其上的将军庙组红层中产有许多与石钱滩群相近的海相介形类和有孔虫，鉴定意见亦属晚石炭世，地质上的处理意见为下二叠统，相当南缘的下芨芨槽群。但近年有人怀疑这些化石是再沉积的，而鉴定者则坚决否定此说。最近一个时期，认为将军庙组亦属上二叠统下部，可与上芨芨槽群的乌拉泊组和井井子沟组对比的意见有不少拥护者。但由于将军庙组与上覆平地泉组间为不整合关系；又在吉木萨尔凹陷东南的吉6井下，在油页岩下相当于平地泉组下部平四段粗屑堆积的300余米块状长石砂岩（即乌拉泊组和凝灰岩不发育的井井子沟组）之下出现了300余米的将军庙组红色泥岩夹细砂岩，证明将军庙组只能在上芨芨槽群之下，而不能在上芨芨槽群之中。因此，将军庙组层位应与下芨芨槽群相当，而不可能归入上二叠统。平地泉组和上芨芨槽群的对应关系也是肯

●魏景明，1984，克拉美利地区"金沟组"中首次发现动物化石，论地层时代划分及组的归宿。

定的。这样，南北剖面的对比余下的只是金沟组在南缘没有对应的地层单元，和奥尔图组也不好对比。石钱滩以东的金沟组实际是一个处于盆、槽过渡相带上的沉积单元。西部石钱滩剖面基本属大陆盆地型沉积，往东相变急剧，快速浅水凝灰质碎屑堆积大量出现，越来越呈现槽型沉积特点。而博格达山区，由祁家沟组、奥尔图组到下芨芨槽群深水浊积岩的转变，似乎其间缺失了一个中介单元，也许相当于金沟组的沉积单元，在博格达山区缺失了的方案，更可取些。

盆地西北部的二叠系，层序是可信的，时代归宿则不一定，和东部的对比只有一条是可靠的，即乌尔禾组下亚组相当于平地泉组和上芨芨槽群上部。古生物资料支持这个意见，地震资料也能认可。其他则都是推测，甚至是臆想，这些方案的出发点都是将孢粉鉴定结果作为肯定全部属二叠系的依据，然后在二叠系的框架内去冥想各种对比方案。于是出现了诸如将夏子街组对比下仓房沟群、风成城组对比平地泉组等意见，地震剖面上不能追踪连层，但可随意构组解释方案，所以依据很不充分。这种方案的一个理由是风成城组以黑灰色凝灰质铁质白云质—泥质岩为主，与平地泉组平三段的高阻凝灰质白云质—泥质岩极近似。然而岩性相同而时代相去甚远是普遍现象，不能作为依据。风成城组含有海相有孔虫等残片和藻类化石，没有陆相生物伴生，可比较有把握认为应属滞流海盆或泻湖沉积；平地泉组也虽有众多海相化石残片，却无完整化石，还与大量各种门类的陆生动植物化石伴生，足以证明是内陆湖环境，海相生物化石碎屑为再沉积产物，两者不是一回事。平地泉组的陆生生物化石却可与乌尔禾组很好对比。

作为盆地西北部二叠系划分支柱的孢粉化石，由于具肋双囊粉在二叠纪是极盛时期，过去国内外将含具肋双囊粉的地层都归入二叠系。“六五”期间新疆石油管理局与中国科学院地学部合作研究的结果也是这样。结果井下全部原划归石炭系的都改为二叠系，甚至连部分基岩也成了二叠系。这本来是一种反常现象，已经隐约透露出这些孢粉的时代可能跨度要大得多、时限可能很长的信息。果然，近年来在车 25 井下发现了海相石炭系化石与二叠系孢粉共生后，又将基底岩系全改为石炭系。类似的现象接着在前苏联乌拉尔也有发现。具肋条孢粉已不限于二叠纪，这就从根本上动摇了盆地西北部划分二叠系的依据。另外，为数不多的同位素年龄资料也是有矛盾的。

风成城组与平地泉组对比不成立，与下芨芨槽群对比缺乏充足依据，从残余海盆出发，与石钱滩群对比是一种方案。目前，这些都还无法做出结论。不管是下芨芨槽群的深海复理石或石钱滩群的近滨和海滩沉积，生油潜力都远不如风成城组。

夏子街组和将军庙组都是大陆碎屑红层，从古地理环境着眼，两者对比较为自然，如此则与下芨芨槽群对比亦可成立。

乌尔禾组、平地泉组、上芨芨槽群从沉积特征和横向变化、古地理环境、古生物群落面貌等都近似而易于对比，其中，以博格达山前的后期滞流坳陷泥质沉积成烃条件最佳，克拉美利山前的深—半深水湖盆泥质沉积也具有优越的成烃条件，其余的浅湖和沼泽的成烃条件则大为逊色，甚至丧失成烃潜力。

准噶尔盆地北部扎河坝现代断陷谷地中夹厚层含油的气孔状安山岩的黑灰色泥岩、粉砂岩陆相沉积物，整合沉积在巴塔玛依内山组上，原划为该组的内部夹层，后改划为上二叠统。不管其时代归宿如何，不管是槽型沉积中的夹层或小断陷内的槽后沉积，只能说明该区局部具有黑色泥质堆积环境（巴塔玛依内山组内不少剖面上都有黑色泥岩、碳质泥岩和劣质煤层的夹层段）与准噶尔盆地内部沉积无直接关系，很难与哪一个具体层位对比，其成烃潜

力也很小●。

最底部的佳木河组包括两个层序，地震剖面显示是向克−乌断裂下盘厚度猛增的一个楔形体，主要为杂色陆源粗碎屑沉积夹大量中基性熔岩。在盆地盖层沉积中还没有一个可以与之对比的层位，与佳木河剖面是否为同一物也无确凿证据。井下孢粉鉴定意见属早二叠世，佳木河地表见所含卵石中有晚石炭世海相化石残片，故而佐证两者为同一物。另一种意见认为该组为槽型沉积，属石炭系，相当于哈尔加乌组，所测同位素年龄中有高达 304.1 百万年的，证明属石炭系不无可能。但哈尔加乌组已划归下二叠统。

目前盆地西北部油区内二叠系采用的六分（上、下各三分）方案，要和盆地内其他地区剖面具体对比是很困难的，各种意见和方案的分歧也很大，很难统一论定。目前的方案既然多数人认可，生产中又可用和必须用，就算作一个执行方案，先在生产中使用，俟条件成熟后再做深一步的研究与讨论（图 2−3−2）。

四、中生界

中生界与上古生界的分割堆积不同，而是在统一的准噶尔大湖盆地内形成的沉积建造（图 2−3−3），其底部还包括了晚古生代末期的沉积单元，这些都是陆相沉积。

（一）二叠系—三叠系仓房沟群〔(P_2−T_1) ch〕

这是准噶尔中生界的底部建造，是第一个统一的地层单元，其分布遍于盆地内的各个地区，而且扩展到与盆地相连的一些山间洼地内，如和什托洛盖凹陷。除盆地腹部尚未揭露外，所有地表露头和井下揭露的剖面一律都是以红色为主的杂色磨拉石粗碎屑岩。除盆地东南部的博格达山前地区以外，全都不整合或假整合（盆地腹部的部分地区）在二叠系或更老的层位之上。博格达山前地区发育最好，可分性强，研究也较深入。克拉美利山地区沉积略有变异。南缘西部进一步划分困难。盆地西北部和北部肯定的单元厚度不大，现分述于后。

1. 博格达山前地区的仓房沟群

乌鲁木齐至吉木萨尔以南的整个山前地区，为标准剖面所在处。在三工河—乌鲁木齐地区与下伏红雁池组为连续过渡关系；三台—吉木萨尔地区，假整合覆盖在红雁池组和芦草沟组之上，唯大黄山东头和乌鲁木齐市西至昌吉河地段不整合在井井子沟组和芦草沟组，直至塔什库拉组上。最大厚度 1200 米左右，分四组或五组。

(1) 上二叠统下仓房沟群（P_2ch^a）

1) 泉子街组（P_2q）：假整合或整合于红雁池组之上，为山麓洪积扇的碎屑流堆积或河流相沉积。主要为棕红色夹少量灰绿色的砾岩夹砾质泥岩、砂岩、泥岩、碳质泥岩和薄煤线，有时全部变为暗红色砾岩；上部为灰色泥岩、碳质泥岩夹煤线及薄层砂岩，35～50 米；岩组总厚 137～372 米。仅见于小龙口、大龙口和乌鲁木齐市区，其余为沉积缺失。化石甚多，代表性的有：植物 *Callipteris zeilleri* 蔡耶美羊齿，*Pecopteris anthriscifolia* 峨参栉羊齿；双壳类 *Palaeonodonta pseudolongissima* 假极长古无齿蚌；介形类 *Darwinula implana* 内缩达尔文介；二齿兽 *Kunpania scopulusa* 陡壁弓板兽等。

在北三台和吉木萨尔等平原区井下，本组全部消失。

2) 梧桐沟组（P_2wt）和锅底坑组（P_2g）：四分方案的梧桐沟组是由原梧桐沟组和锅底坑组合并而成的广义岩组，包括上、下两段，至今生产上广为应用。下段即原称的梧桐沟组，上段为废弃的锅底坑组。近 10 年来为适应建立二叠系—三叠系界线层型的需要，地学

●彭希龄，1981，准噶尔盆地东北部的一些地质问题，内刊。

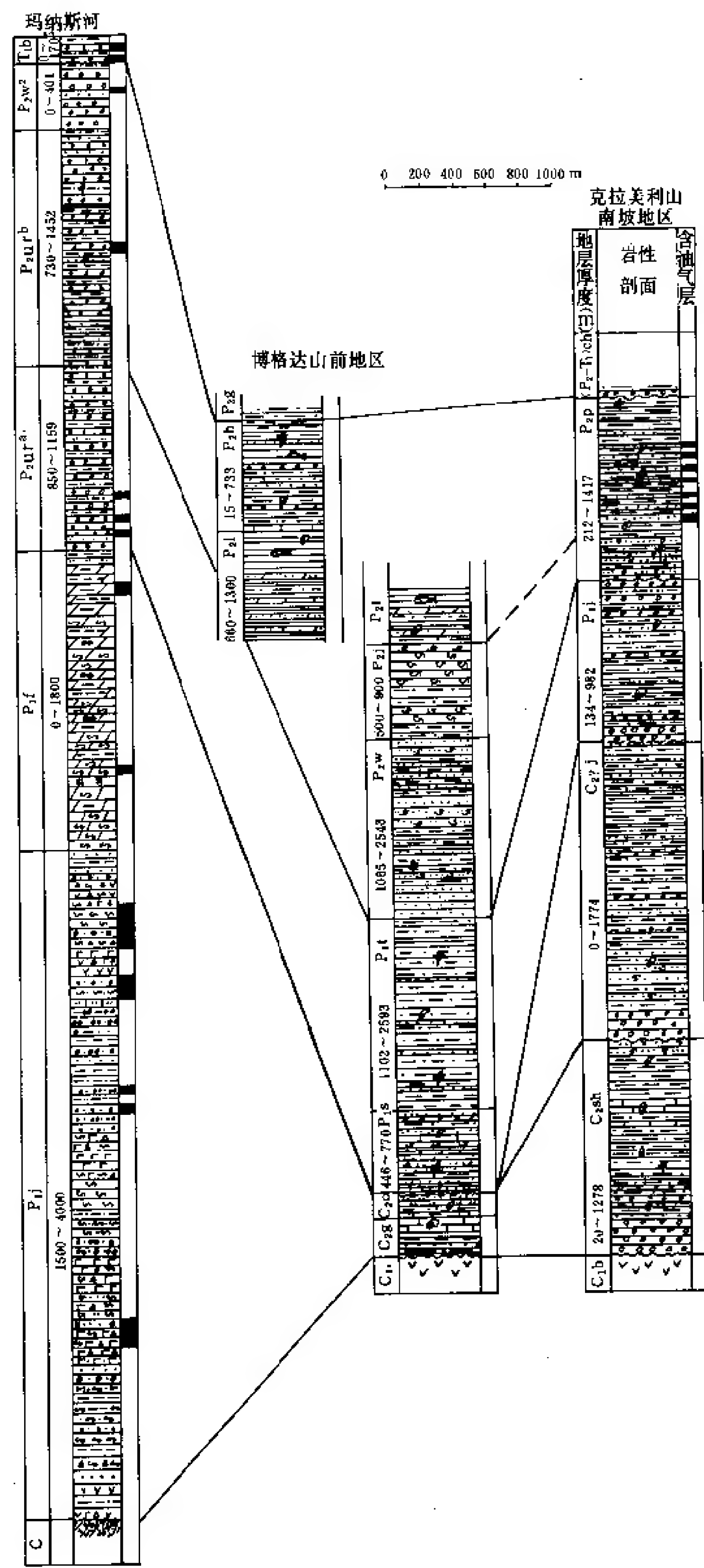


图 2-3-2 准噶尔盆地石炭—二叠系对比图

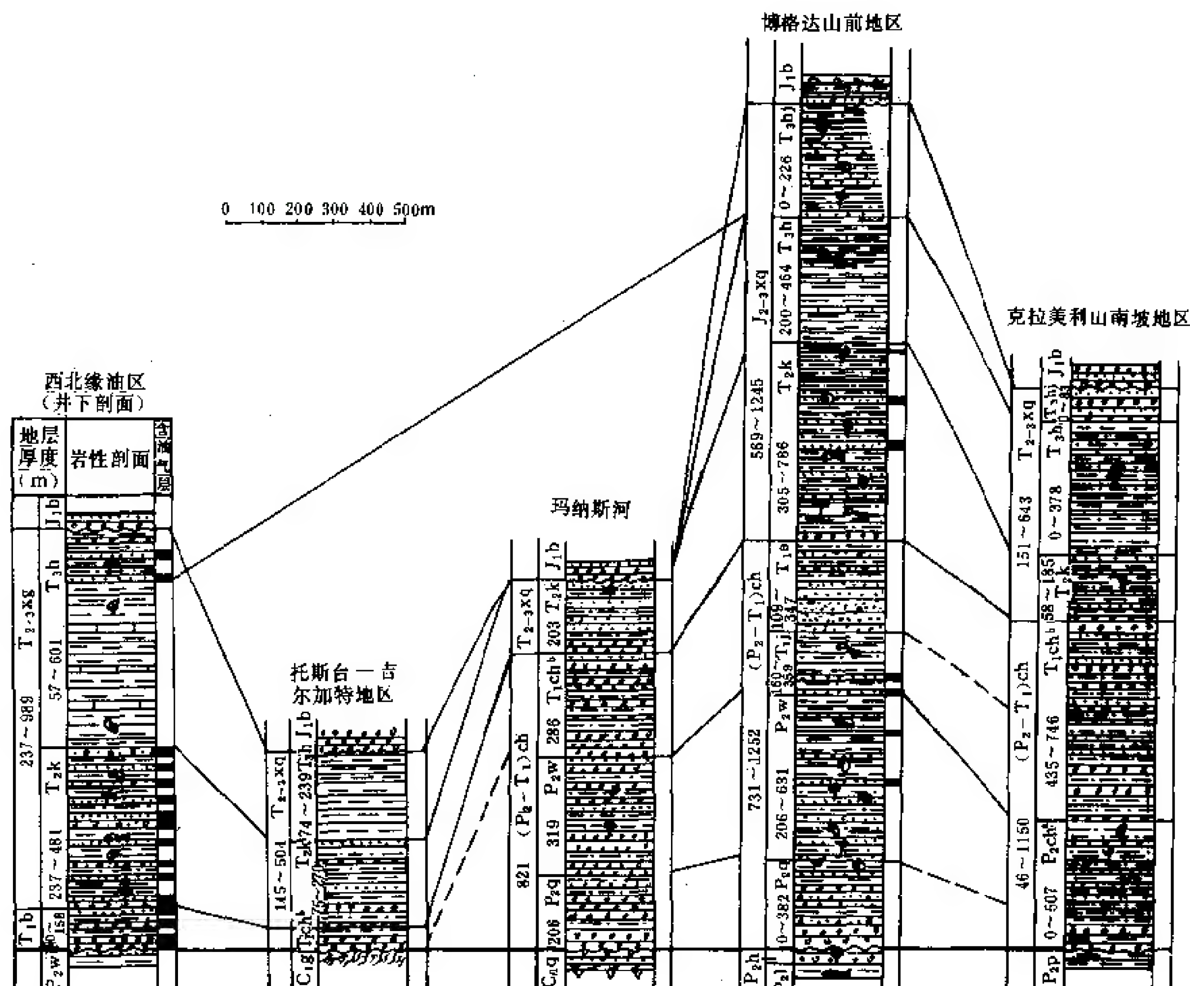


图 2-3-3 准噶尔盆地二叠系、三叠系对比图

界主张恢复锅底坑组，且已见诸专著和实际应用，故按五分方案述之。

梧桐沟组 (P_2wt) 即广义岩组的下段，广布于山前露头区，与泉子街组为连续沉积，或直接假整合在芦草沟组、红雁池组之上，在大黄山东头和北三台地区井下缺失，吉木萨尔井下不整合在芦草沟组上。为灰绿色块状砾岩、砂岩、砂质泥岩、碳质泥岩和薄煤线组成的正韵律状互层，夹泥灰岩和双壳类介壳层，厚 87～286 米，属曲流河相沉积。但横向变化颇大，有时变为以砾岩为主甚至全部为砾岩，如乌鲁木齐市附近；有时砾岩全部消失，砂岩也不发育，如阜康断裂上盘地带。足见其相环境可从辫状洪流到河泛平原的范围内变化。生物化石丰富，代表性的有植物 *Pecopteris anthriscifolia* 峨参栉羊齿，*Iniopteris sibirica* 西北利亚英尼欧羊齿；双壳类 *Palaeonodonta parallela* 平行古无齿蚌；介形类 *Darwinuloides dobrinkaensis* 杜布林卡似达尔文介，*D. implana* 内缩达尔文介以及脊椎动物二齿兽骨片。

锅底坑组 (P_2g) 即广义梧桐沟组的上段，在大黄山东头直接不整合覆盖于井井子沟组之上，在北三台地区井下直接超覆到二叠系和石炭系基岩之上。岩性为暗红色、紫红色与灰绿色相间的条带状泥岩、砂质泥岩夹灰绿色薄—中层状细砂岩、泥灰岩透镜体和碳质泥岩，

厚 68～128 米。乌鲁木齐地区以红色为主，吉木萨尔地区灰绿色占优势，为浅水湖沼和河泛平原沉积，化石丰富，代表性的有植物 *Callipteris* sp. 美羊齿（未定种）；双壳类 *Palaeonodonta fischeri* 菲氏古无齿蚌，*Microdontella plotnikovskiensis* 普洛特尼柯夫斯克微齿蚌；介形类 *Darwinula parallela* 平行达尔文介，*D. kuznetskiensis* 库茨涅斯克达尔文介；爬行类 *Dicynodon tienshanensis* 天山二齿兽，*Jimusaria sinkiangensis* 新疆吉木萨尔兽等。

在三台、北三台地区井下，本组透镜状砂体含油。

(2) 下三叠统上仓房沟群（T_1ch^b）

1）韭菜园子组（T_1j）：广泛分布于山前地区和平原区的井下，与锅底坑组为连续沉积。一般均可分为上、下两段：下段为灰绿色厚层—块状砂岩、砾砂岩与灰绿色、暗红色泥岩、砂质泥岩的互层，厚 51～153 米；上段为砖红色、暗红色块状泥岩，砂质泥岩夹灰绿色、紫灰色细砂岩薄层和小砾岩透镜体，含大量放射状霰石晶簇团块，厚 89～206 米。吉木萨尔地区砾岩少而薄，灰绿色夹层明显；乌鲁木齐附近几乎全为红色，多紫灰色砾岩透镜体。岩组总厚 170～376 米，为曲流河泛滥平原和浅水湖积物。化石丰富，代表性的有：爬行类 *Lystrosaurus hedini* 赫氏水龙兽，*Chasmatosaurus yuani* 袁氏加斯马吐龙，*Santaisaurus yuani* 袁氏三台龙；介形类 *Darwinula concina* 整齐达尔文介，*D. uniformis* 均一达尔文介等。

本组在吉木萨尔、三台、北三台地区井下均有油层。

2）烧房沟组（T_1s）：分布与韭菜园子组相同，并整合于其上。中下部为紫灰色、粉紫色块状交错层中—细粒砂岩、砾砂岩夹细砾岩、红色和少许灰绿色泥岩、砂质泥岩的薄透镜体；上部为棕红色泥岩、砂质泥岩夹灰绿色薄层细砂岩、粉紫色粉砂岩。全组富含具放射状结构的卵状砂球，总厚 109～376 米。吉木萨尔地区偏细，以砂岩为主，砾岩少见；乌鲁木齐附近几乎全为砾岩。可见，下部为山麓辫状河流洪积或三角洲相，上部为浅水湖积。化石稀少，仅有个别介形类 *Darwinula breva* 短达尔文介和少量爬行类的骨片。

2. 克拉美利山南坡地区的仓房沟群

遍布整个地区，沉积特点与博格达山前地区比较接近，但四分或五分都很困难，而上、下两个亚群的划分比较明显。

下仓房沟群主要分布于西部的火烧山、帐篷沟地区，不整合或假整合在平地泉组之上，为以灰绿色为主夹棕红、紫红色的砾岩、砂岩、泥岩交互层，夹碳质泥岩和煤线。横向变化较大，西大沟地表粗，多砾岩，厚 350 米。帐篷沟背斜轴部很细，底部为灰绿色砾岩夹泥岩和碳质泥岩；下部为棕红色泥岩，大致相当泉子街组，厚约 150 米；中部为灰绿色泥岩夹薄层砂岩、叠锥状灰岩、介壳灰岩及碳质泥岩，大致相当梧桐沟组；上部为灰绿色夹靛紫色的条带状泥岩，顶部夹少量细砾岩，大致相当锅底坑组；中上部厚约 400 米。至帐篷沟东翼又变为杂色砾岩与泥岩的互层。火烧山井下亦较细，砾岩不发育，以泥岩、砂岩为主，表现为一正旋回，厚 165～507.5 米，属低弯度河、曲流河泛平原和浅湖沉积。将军戈壁地区缺失。

所产化石亦是植物、双壳类、介形虫，基本和前述一致。

上仓房沟群则遍布全区，从石树沟以东直接不整合在自平地泉组以下直到巴塔玛依内山组所有地层单元之上。岩性也十分稳定，为棕红色、砖红色砾砂质泥岩和砾岩、角砾岩的不规则互层。下部以泥岩为主，相当韭菜园子组，在帐篷沟东翼还产有白色霰石晶簇团块；上

部以砾岩、角砾岩为主，相当烧房沟组，显然这是一些辫状水流的快速洪积物，帐篷沟一带厚620～740米，将军戈壁地区562.7米。

火烧山井下剖面变细，下部以棕红色泥岩、砂质泥岩为主，仅底部有少许砂砾岩层；上部为棕红色砂质泥岩与砂岩、细砾岩互层。说明已变为浅水湖积和曲流河泛平原沉积，厚46（残）～712米。

除孢粉外，尚无其他化石资料。

3. 盆地南缘西部的仓房沟群

地表见于玛纳斯河上游、大南沟和托斯台等地。下界与古生界为断层接触，剖面以玛纳斯河地区最完整。基本岩性为暗棕红色砾岩，显系山麓洪积扇形堆积，进一步分组困难。以玛纳斯河为例：下部为暗紫红色砾岩，中夹棕红色砂质泥岩，厚244米，即泉子街组；中部为紫红色、夹绿色砾岩，砂质泥岩互层夹砂岩，碳质泥岩和煤线，也含 *Callipteris zeilleri* 蔡耶美羊齿等代表性植物化石，厚281米。一般认为是梧桐沟组，但是否也包括了锅底坑组在内就无法肯定。从岩性和植物化石而论，倾向于只是狭义的梧桐沟组。但其上部仍应包括锅底坑组。上部为紫红色、棕红色砾岩与泥岩互层，底部纯为砾岩，厚269米。很明显，这必须包括韭菜园子组、烧房沟组在内，而且看不出烧房沟组应粗于韭菜园子组的现象。岩群总厚794米。往西至大南沟和托斯台，厚度减薄，只有棕红色砾岩夹泥岩，要肯定它具体相当哪个组是不可能的。由此可以看出仓房沟群在横向上的沉积变异。

4. 盆地西北部和北部的仓房沟群

盆地北部的仓房沟群主要见于井下，不整合在下伏地层之上，地表露头仅有两处：一是克拉玛依的深底沟，另一是克拉美利山北坡。岩性一律是棕红色砾岩夹砂质泥岩和少量砂岩，为山麓辫状水流的沉积物。西北缘由乌尔禾地区向克拉玛依减薄，厚15～710米；北部地区井下厚65.93米；克拉美利山北坡厚30～319米（不完整）。其层位一般认为只相当于上仓房沟群，下仓房沟群沉积缺失。在盆地西北部油区内后来另名为百口泉组。现在一种意见认为百口泉组只相当烧房沟组，其下的乌尔禾组上、下亚组和夏子街组才分别相当韭菜园子组、梧桐沟组和泉子街组。这就使仓房沟群变得非常复杂，四个组间都有不整合，到盆地北部就更难对比。

仓房沟群在油区内也是含油目的层之一。

地震资料证实，仓房沟群在盆地腹部是连片分布的，唯目前尚未揭露，岩性不详。推测沉积物比边缘所见的山麓洪积物要细一些，地震反射波也不杂乱，应以曲流河泛平原和浅水湖积的红层为主，底部仍有洪积粗碎屑岩。

（二）中上三叠统小泉沟群（$T_{2-3}xq$）

遍布全盆地，地表出露于盆地南缘的托斯台、玛纳斯河上游和昌吉河以东地区，以及东北部的克拉美利山南坡和北坡、西北缘的克拉玛依附近等地。以博格达山前地区发育最好，是标准剖面所在地。与下伏仓房沟群为连续过渡沉积，在盆地西北部边缘则可直接超覆不整合于古生界基岩之上；在盆地内部唯沙丘河南部到火南南部地区，地震剖面上局部出现角度不整合，乌鲁木齐附近底砾岩很厚而且稳定，底面冲刷现象明显，但烧房沟组上部地层无明显缺失。

小泉沟群为灰色河流、沼泽、湖泊相含煤沉积，剖面为一正反结合的完整巨型旋回，故三分性明显。下部为河流沼泽相的砾岩、砂岩与泥岩、碳质泥岩互层夹薄煤；中部为泥岩夹少量薄层细砂岩；上部亦为砾岩、砂岩、泥岩互层夹碳质泥岩和薄煤，但不如下部发育和保

存得好，总体上各处岩性都相近似，只有一些细微的变异，总厚 88～1200 米。

1. 中三叠统克拉玛依组 (T_2k)●

本组是由早三叠世的干旱山麓平原环境到晚三叠世的温湿河湖沼泽之间的过渡期中的沉积物，为灰绿色厚层—块状中—细粒杂砂岩、含砾粗砂岩、砾岩和灰色泥岩、灰黑色碳质泥岩的韵律状交互层夹煤线、薄层叠锥状泥灰岩、铁质砂岩和砂质菱铁矿透镜体。底部为红绿相间的杂色条带状泥岩与灰色块状砂砾岩互层，杂色层段的厚薄在横向上变化很大，可以基本上没有杂色，如将军戈壁地区；可以全变为红色，如托斯台地区。在吉木萨尔地区一般厚 80 米左右，灰绿色层较多，无巨厚的砾岩层，底部 30 米内有两层不稳定的砂砾岩，变化无常，易造成人为的底界上下挪动，且在臭水沟—大黄山间于条带层的上部夹有两层厚可达 10 米的安山岩和安山玄武玢岩。这是准噶尔中、新生界内唯一真正的火山熔岩。乌鲁木齐附近杂色层段厚达 235 米，约为组厚的一半，且以红色为主，底砾岩厚而发育，界面清晰。

博格达山前地区，沉积总的偏细，砾岩少，主要是砂泥岩，以曲流河泛平原和沼泽相沉积为主，厚 305～654 米。托斯台地区与克拉玛依相近，以粗、红、薄为特点，属低弯度曲流河沉积。克拉玛依地区除为曲流河泛平原的砾岩、砂岩、泥岩、碳质泥岩交互以外，中上部还有一段湖相泥岩，厚 20～70 米；井下逐渐变细，砾岩减少，厚度在克—乌断裂以北可增至 150 米，断裂以南可增大到 358～400 米。克拉美利山北坡，全为杂色层，砾岩占一半以上，碳质泥岩几乎绝迹，应为辫状水流沉积，厚 234 米。克拉美利山南坡地表为砾岩与泥岩互层，夹少量碳质泥岩薄层，或绿或杂，厚 58～150 米；井下以灰绿色为主，砾岩减少，厚 184.5 米。

本组地震反射甚好，推测盆地腹部以湖沼相和曲流河泛平原沉积为主，其底界的T^{t_2} 波组可以在较大范围内追踪。

本组是克拉玛依油田的主力生产层，在三台地区井下也有工业油层，在盆地东南部还具有一定的成烃潜力。

本组化石丰富，是新疆地区延长植物群的集中分布层位，代表分子有 *Danaeopsis fecunda* 多实丹蕨，*Bernouillia zeilleri* 蔡耶贝蕨，*Lepidopteris ottonis* 奥托鳞羊齿，此外尚有双壳类 "*Utschamiella*" *tunguseica* 通古斯乌恰姆蚌，*Ferganoconcha sibirica* 西北利亚费尔干蚌和介形类 *Darwinula breva* 短达尔文介。另外，脊椎动物有两个层位：下部杂色层含爬行类 *Parakannemeyeria brevirostris* 短吻副肯氏兽和鱼 *Sinosemionotus urumuchi* 乌鲁木齐中华半椎鱼，是本组包括中三叠统的依据；中部灰色层段的底含有 *Fukangichthys longidorsalis* 长背鳍阜康鱼，迷齿类 *Bogdania fragmenta* 破碎博格达鲵，假鳄类 *Fukangolepis barbaros* 异地阜康鳄。

2. 上三叠统黄山街组 (T_3h)

遍布全盆地，为灰色、风化后常呈灰黄色的泥岩、片状泥岩夹薄层状细砂岩、铁质砂岩、叠锥状泥灰岩以及灰褐色菱铁矿小透镜体。岩性十分稳定、单调，为准噶尔三叠纪最大水进时期的较深水广湖沉积，至今还未发现湖盆边缘岸上环境的堆积物，局部夹有沼泽相的碳质泥岩薄层和薄煤线，如将军戈壁公路剖面所见。部分剖面可变为次生红色。厚 15 (残) ～442 米。南缘较厚，残存最少者 225 米；西北部井下最厚 313 米；克拉美利山北坡

●小泉沟群和克拉玛依组传统上一直被视为上三叠统。新疆地层表修定为中－上三叠统，克－乌油区内定为中三叠统。本章作者认为应属中－上三叠统。



最薄时 77.9 米；克拉美利山南坡厚 217.5～377.5 米。化石主要为水生鱼类、双壳类、鲎虫，植物多为残片。代表性的有双壳类 *Ferganoconcha subcentralis* 近中费尔干蚌，*Sibiriconcha jenssiensis* 叶尼塞西北利亚蚌；鲎虫 *Ketminia karamaica* 克拉玛依克特敏鲎虫，*xinjiangerium meniscatum* 新月形新疆鲎虫；昆虫 *Subioblatta tongchuanensis* 铜川蜚蠊；叶肢介 *Mesolimnadiopsis karamaica* 克拉玛依中似渔乡叶肢介，*Euestheria jimsarensis* 吉木萨尔真叶肢介；植物 *Todites shensiensis* 陕西托弟蕨等。

本组在盆地西北部为区域性盖层。

3. 上三叠统郝家沟组（T_3hj）

区域分布与黄山街组相同，但在构造高部位上往往被剥蚀无存。为旋回上部的水退期沉积物，主要为滨湖沼泽和三角洲相。南缘地区较粗，为曲流河泛平原和沼泽堆积的灰绿色、灰色砾岩，砂岩，泥岩的韵律状互层，夹碳质泥岩和薄煤，煤层一般无开采价值。河道砾岩不发育，主要是砂岩，仅乌鲁木齐附近砾岩较多，厚 217～370 米。克拉美利山南坡将军戈壁为三角洲相块状交错层砂岩夹泥岩，西部井下则为辫状水流环境沉积的砾岩、砾砂岩和粉砂岩，厚 80.5～83 米。克拉美利山北坡为砾岩、砂岩夹杂色泥岩，仅残存 17.1 米。西北缘油区井下为块状砂岩与泥岩互层，为曲流河道或三角洲分流河道砂体与河泛平原沼泽沉积，厚 200 米；并含工业油层。

在西北缘油区范围内，一直是将黄山街组和郝家沟组合并使用，原称下黄灰色层，代号为“H_1”，后又另创用白碱滩组（T_3b）一名，郝家沟组相当其“白$_2$—白$_3$”。

本组化石甚多，代表性的有双壳类“*Utschamiella*” *yenchuanensis* 延川乌恰姆蚌，*Sibiriconcha shensiensis* 陕西西北利亚蚌；叶肢介 *Bairdestheria variabilis* 可变柏氏叶肢介；植物 *Danaeopsis* sp. 丹蕨未定种，*Todites shensiensis* 陕西托弟蕨，*Lepidopteris ottonis* 奥托鳞羊齿。

（三）侏罗系

这是准噶尔盆地最发育的地层单元之一，不仅遍布全盆地，相同的沉积还充填了毗邻的各个山间盆地。一般均以明显的角度不整合覆于下伏地层，直至古生代基岩之上。中下统为含煤岩系，上统为红色建造。

1. 中下侏罗统煤系地层

这是一套以河沼相、湖沼相沉积交替出现的含煤建造，最大厚度近 3000 米，包括 2 个统、3 个亚旋回、4 个岩组、2 个工业煤生产层位，是新疆煤炭资源的主要赋存岩系。除顶部第三旋回的岩组为红、绿相间的杂色层外，其余均为灰绿色。此侏罗纪煤系统称水西沟群（$J_{1+2}sh$）。

研究表明，在盆地南部，侏罗纪煤系地层具有一定成烃潜力，特别是生成天然气，潜力更为可观。

（1）下侏罗统八道湾组（J_1b） 遍布全盆地，唯最东部的石钱滩一带和五彩湾两地局部沉积缺失，普遍以明显的角度不整合覆于下伏地层之上，盆地腹部或坳陷内则为假整合，仅三台至乌鲁木齐市西区地段内与三叠系为整合连续过渡关系。

本组为河流、沼泽相沉积，各地的差别仅是河道砂砾岩的多少和总厚的大小而已。岩性为灰绿色、灰白色砾岩，含砾砂岩，砂岩的块状层与灰色泥岩、砂质泥岩、粉砂岩、碳质泥

南缘山前区厚度最大，通常在800米左右；一般是粗、细碎屑各占一半。除底部灰白色砂、砾岩含较多石英外，余均为岩屑质复矿砂岩。接近洪积扇体的，砾岩多，如托斯台及达子庙地区；远离洪积扇体的，则以沼泽沉积为主，如头屯河和水西沟。煤层多有自燃现象。盆地北部厚度相对较小，完整最小厚度42～60米，井下最大厚度348～428米。河床砾岩较发育，砂岩也含砾，而煤层较薄（但相邻的山间洼地内煤层较厚，如和什托洛盖）。砾石所受的风化程度较深，沉积岩屑、火山岩屑表面都呈灰白色，且含较多石英，磨圆度也较好，有时出现红泥岩夹层，甚至全组在短距离内完全变成棕红色，如四棵树河以东的阿尔钦沟。地震J^{t_1}反射波组即为本组之底。从J^{t_1}波组以上在盆地内反射多而比较连续推测，盆地腹部应以沼泽沉积为主。

本组在井下含工业油层。

所含化石丰富，主要是双壳类和植物，代表性的有 *Unio shueixigouensis* 水溪沟珠蚌，*Sibiriconcha anodontoides* 无齿蚌状西北利亚蚌；植物 *Coniopteris hymenophylloides* 膜蕨型锥叶蕨；*Phoeniocopsis* cf. *angustifolia* 狭叶拟刺葵（相似种）等。

(2) 下侏罗统三工河组（J_1s）遍布全盆地，在盆地北部边缘局部可超覆下伏八道湾组直接覆于老地层之上，分布比八道湾组更广。在盆地内绝大多数地区均为稳定的湖相沉积，仅南缘的某些地段有河沼相沉积加入，代表侏罗纪最大水进时期的广湖阶段。一般与八道湾组为连续过渡沉积，但在克拉美利地区与八道湾组为明显的交角不整合。

三工河组岩性为绿灰色、灰色、风化后呈灰黄色的片状泥岩夹薄—厚层状中细砂岩、叠锥状泥灰岩、透镜状菱铁矿，少量灰白色薄层凝灰岩；砂、泥岩亦呈韵律状交互结构；顶部呈变粗趋势，均有一段灰白色粉砂岩、泥砂岩、砂岩夹泥岩薄层和煤线；厚19～882米，和八道湾组一道组成侏罗系下统的粗—细—稍粗的巨型旋回。盆地北部砂层薄而细，一般不含碳质泥岩；克拉美利山南坡是特例，在底部玛瑙砾岩之上有30～40米的砂岩、泥岩交互层夹碳质泥岩和劣煤，井下有时煤层发育甚好。盆地南缘坳陷内常有较多厚层—块状的河道砂、砾岩并常夹碳质泥岩和煤线，有时亦含薄煤层；厚度也较大，一般可达800米左右；全部为灰绿色。盆地北部较薄，最大厚度228～291米，且不少剖面变为红色或杂色。

J^{t_2}波组相当本组的下部，其上均为空白弱反射区，表明盆地腹部仍系岩性单一的湖相泥质沉积。

在盆地北部本组无储集能力，但在南部地区井下有工业油层。

化石丰富，主要是鱼类、双壳类和植物，代表分子有 *Ferganoconcha minor* 小费尔干蚌，*Sibiriconcha sitnikovae* 赛氏西北利亚蚌；*Coniopteris hymenophylloides* 膜蕨型锥叶蕨，*Todites denticulatus* 细齿托弟蕨等。

(3) 中侏罗统西山窑组（J_2x）　遍布全盆地，连续堆积在三工河组上。为灰绿色、灰白色砂岩，砾砂岩，砾岩与灰色泥岩、黑色碳质泥岩的韵律状交互层，含多层可采煤层；夹薄层透镜状菱铁矿、铁质砂岩和灰色凝灰岩，也是北疆地区最重要的工业煤生产层位之一。底部为块状灰白色石英质砾岩，或为灰白色巨厚的石英砂砾岩段夹煤层；往上渐变为砂岩、泥岩的频繁交互沉积，相对变细，自成一个正旋回，厚6～980米。横向上可出现红色夹层，为河沼相沉积。横向上的变化主要是沼泽化的程度和色泽变红。西北缘克拉玛依地表有时几无煤层，且全部变为红色，并有不少黄色、紫红、粉红色、白色高岭土泥岩，厚110～150米；井下煤层发育，最厚545米。和什托洛盖盆地沉积和南缘山前区相近，煤层多，厚度大，顶部亦变红，煤层自燃现象普遍，克拉美利山北坡亦为杂色层，地表几乎不见碳质

层，厚16～162米。克拉美利山南坡厚度较小，粗碎屑层不发育，地表所见主要为灰白色高岭土质石英砂岩、泥岩和碳质泥岩，厚12～211米，井下最厚296米。煤层横向变化大，某些剖面全无碳质层，如滴水泉；而某些地段煤层特别发育，且自燃现象严重，如将军戈壁地区和火烧山，煤单层厚可达10米以上，组分以丝质体为主，燃点低而无烟，可露天开采。盆地南部沉积较厚，一般600～800米，表现为一个完整的正旋回，部分剖面以碳质、泥质沉积为主，如三工河。部分剖面也全部变红，如头屯河上游。而四棵树河上游，在上和下两段煤层之间，中部出现无煤泥岩段，表现为河沼相—湖相—河沼相的交替。一般煤层自燃现象严重。

本组中上部含煤岩段的地震响应为J^{t_3}特强波组，在盆地内极易追踪，推测盆地内主要仍为沼泽相含煤沉积。

本组在南部地区井下有含油层。

本组化石丰富，主要是双壳类、植物和少量介形类，代表分子有 *Pseudocardinia turfanensis* 吐鲁番假铰蚌，*xinjiangconcha lingulaeformis* 海豆牙形新疆蚌，*Coniopteris hymenophylloides* 膜蕨型锥叶蕨，*Phoenicopsis angustifolia* 狭叶拟刺葵。

(4) 中侏罗统头屯河组 (J_2t)　其分布基本上与西山窑组相同，但比西山窑组局限，在地表的许多剖面中均被剥蚀殆尽，如盆地南部仅见于三工河以西；盆地西北缘仅见于克拉玛依市区东西两侧公园附近和德仑山两地；唯盆地东部的克拉美利山南北两麓分布甚广。在覆盖区，除构造高部位的局部地段有缺失外，都有普遍保存；但自莫索湾以西的盆地西半部常保存不完整；与下伏西山窑组为整合、假整合和不整合接触。其情况是：在盆地南部坳陷区内几乎全为整合连续关系，仅四棵树河地区局部可见到极微弱的剥蚀现象；盆地西北部为假整合、微不整合和整合；盆地北部为不整合、假整合和整合；盆地东部为不整合、整合和假整合；并在三台地区可直接超覆在三叠系上。

头屯河组岩性为灰绿色夹紫红色、棕红色的条带状泥岩，砂质泥岩与厚层—块状砂岩的韵律状交互层；夹碳质泥岩、薄煤层和煤线，偶亦有菱铁矿薄透镜体。底部较粗，砂砾岩集中，为黄绿色砾岩夹砂质泥岩、碳质泥岩，也有全以巨厚（可达百米）块状砂岩为主的；中上部变细，以泥质沉积为主，常夹多层瓣鳃介壳岩—砂质泥岩或泥灰质砂岩，同时夹多层薄层—块状的肉红色—灰白色酸性晶屑凝灰岩，凝灰质石英砂岩。自成一独立的正旋回。下部以灰绿色为主，红色较少；上部则以红色为主，条带明显，甚至可全部变为红色，横向递变迅速。安集海河上游天山山麓地带，全部为暗红色块状砾岩；五彩湾—滴水泉为暗红色角砾岩。克拉美利山北坡也以红砾岩为主，未见碳质层；南坡较细，砾岩一般极少，杂色，多处出现碳质层。并有极多保存完好的松柏科硅化木巨大树杆，并另名为石树沟组 (J_2s)。三台地区井下全为灰绿色层，砾岩亦较少，厚28～816米；盆地南部380～654米；西北缘地表28～50米，井下最大200米；克拉美利山北麓45～784米；克拉美利山南坡123～816米。

本组相环境的跨越度较大，由下部的山麓洪积扇辫状水流堆积、低弯度河道和河漫堆积到曲流河泛平原、沼泽和浅水湖相沉积。同时，也由初期的温湿气候转变到晚期的干旱草原气候。

本组底部为能量弱的J^{t_3}波组，无标准连续反射，但根据与下伏地层的关系尚可追踪。组内还有一些较连续的反射，只是往顶部或盆地某些边缘区逐渐变坏，成为杂乱反射和空白区。这与相带大跨度的变化是一致的。

本组砂层储集性能较好，在克—乌油区是最重要的重质原油油藏的储集和生产层；在南缘的齐古油田、古牧地构造均为含正常原油的油层；在三台地区为重质原油油藏和天然气的重要生产层。

本组化石丰富，主要是双壳类、腹足类、介形虫和植物，代表分子有 *Pseudocardinia gansuensis* 甘肃假铰蚌，*Psilunio manasensis* 玛纳斯裸珠蚌，*Lamprotula* (*Eol*) *turfanensis* 吐鲁番丽蚌(始丽蚌)，*Bithynia manasensis* 玛纳斯豆螺，*Darwinula impudica* 丑达尔文介，*D. sarytirmenensis* 萨雷提缅达尔文介，*Coniopteris hymenophylloides* 膜蕨型锥叶蕨，*Phoenicopsis* cf. *speciosa* 眩耀拟刺葵（相似种），*Equisetites ferganensis* 费尔干似木贼；此外还有大量代表性的爬行类、两栖类、古哺乳类等；有 *Bellusaurus sui* 苏氏巧龙，*Tienshanosaurus chitaiensis* 奇台天山龙，*Superstogyrinus ultimus* 末了孑遗螈，*Xinjiangchelys junggarensis* 准噶尔新疆龟，*Klamelia zhaopengi* 克拉美利兽赵彭种，*Bienotheroides zigongensis* 自贡似卞氏兽。

2. 上侏罗统

上侏罗统为红色建造，分齐古组和喀拉扎组。

(1) 齐古组（J_3q） 由于早期燕山运动的影响，上侏罗统的分布远不及中下侏罗统煤系那么广泛，不少地区均被剥蚀或沉积不完整，地表主要见于盆地南缘三工河以西的地区，西北缘仅在克拉玛依有出露，过去认为盆地东北部的石树沟组上部相当本组，但无可靠依据，在盆地腹部地区，根据地震资料主要分布在中部、南部和东部；西部则因剥蚀而残缺严重。

本组整合、假整合或不整合在下伏头屯河组之上。盆地南部基本是整合关系，托斯台地区在断褶背斜带以南为角度不整合，可直接与三工河组接触；盆地西北部为不整合，可直接覆于古生界上；盆地东部井下有局部性的微角度不整合。

岩性为暗紫红色、粉紫色、砖红色泥岩，砂质泥岩夹粉红色薄层—块状凝灰质石英砂岩，砂质晶屑凝灰岩，砖红色块状交错层中—细粒砂岩；下部可见有灰绿色砂岩、粉砂岩的少量薄夹层。在底界为整合关系时，一般是以灰绿色泥岩的消失作为本组的下界。下部色泽深暗，呈暗紫红色夹粉紫色的条带状，以泥岩为主；上部颜色鲜亮，呈砖红色，砂岩增多加厚，与泥岩呈交互层状。反映沉积环境由干燥炎热的浅水湖盆向河口三角洲和曲流河泛平原的退化。局部为山麓辫状水系洪积的黄绿色角砾岩夹砂质泥岩。厚 50～724 米；南缘最厚，一般均在 600 米左右；西北缘 50～150 米；盆地东南部井下厚 237～554 米。

本组为马庄气藏的主要储集层，在三台地区也含重质油层。

本组地震反射杂乱，反映岩性在倾向和横向上都有大幅度变化，且不稳定；推测盆地内也是河流相和季节浅水湖泊沉积；底部为 J^{t_4} 波组，尚可在一定范围内追踪，能量弱。

生物化石较少，主要是爬行类的骨片、鱼、介形类、植物等，有 *Carnosaurus* 食肉龙，*Beleichithys chikuensis* 齐古贝莱鱼，*Darwinula impudica* 丑达尔文介，*D. sarytirmenensis* 萨雷提缅达尔文介，*Podozamites lanceolatus* 披针苏铁杉等。

(2) 喀拉扎组（J_3k） 分布较齐古组更为局限，南缘也仅分布于紫泥泉子—水磨河地区，盆地北部仅克拉玛依局部有保存。整合在齐古组之上，为山麓辫状水系的扇形洪积层和扇三角洲堆积。洪积相为棕红色巨厚的块状交错层泥砂质砾岩，无层理，底部有少量泥岩、砂岩、砾岩交互的过渡层，厚 0～350 米，见于紫泥泉子—头屯河上游及水磨河上游等地。在此相带的北面，由头屯河西岸的喀拉扎山至乌鲁木齐北部为灰绿色具交错层的块状粗—细

粒杂砂质长石砂岩，夹细砾岩条及泥砾团块，头屯河最厚为 800 米。由西山中段往东，逐渐被砖红色取代，至乌鲁木齐北市区内已全为红色，厚度往东亦逐渐减小。有人认为这是典型的风积物。但在阜康县南，看到了上述两种沉积相的横向急剧变化：在水磨河之南阜康向斜中心为棕红色砾岩，往北至古牧地背斜南翼为黄褐色含砾砂岩、砂岩和砾岩，背斜北翼为灰绿色交错层块状砂岩，厚 123～224 米。

克拉玛依为黄绿色块状砂岩夹红色泥岩和砾岩薄层，厚仅 35 米。

在盆地内部，至今没有发现本组的可靠沉积。三台地区钻穿上侏罗统的井也没钻遇本组。也有另一种可能，即这种近源堆积的地质体进入盆地内部后已相变为平原河流、浅水季节湖的砂、泥岩交互沉积，和齐古组上部无法区别之故。

又在北三台地区，地震资料在白垩系底部之下有一饼状体，其上下均为不整合所限，似应为本组的反射。但井下这段百米左右以块状砂岩为主的沉积，都归入不同的层位或白垩系下部。由于饼状体底部的不整合远较顶部的不整合清晰，往西追踪对比结果，被认为应属白垩系底部。又在将军庙地表白垩系底砾岩下也有数十米褐色、紫灰色块状砂砾岩，含巨大硅化木树杆，不整合在下伏石树沟组上，可能是与北三台地震饼状体同时的地质体。表明在白垩系之下，侏罗系之上确有一个以砂砾岩为主体的地层单元。至于是否就与喀拉扎组相当或应归属白垩系的底，还有待更深入的研究（图 2-3-4）。

本组至今未发现化石。

（四）白垩系

白垩系没有侏罗系分布广，盆地边缘的不少地方都无白垩系，但在盆地内其岩性、岩相、厚度变化都不大，主要是杂色砂泥岩建造。

1. 下白垩统吐谷鲁群（K_1tg）

广布于全盆地，但一般分布范围比侏罗系小，唯车排子地区例外．不整合或假整合在侏罗系及更老地层上，局部地区(如紫泥泉子的红沟)间断很短暂，甚至有可能是连续或近于连续沉积。这是一套以泥质岩为主的湖相和湖沼相沉积，为杂色条带状泥岩夹薄—中层状中—细粒砂岩和粉砂岩薄条，横向变化不大。最发育的地区在盆地南部，地表见于阜康至安集海河地段，最厚达 1594 米，可以四分。据地震资料，在整个盆地中部，四分性都很明显。但盆地北部和东部广大范围内却无法再分。

标准剖面的四分层序叙述如下。

(1) 清水河子组（K_1q）　为灰绿色薄层中—细粒钙质砂岩与泥岩的薄交互层，静水波痕发育，底部为厚薄不等的钙质砾岩或泥砂质角砾岩，厚 66～357 米，一般在 200 米以上。横向上可逐渐变杂、变红。化石有爬行类、鳄类；双壳类 *Unio* sp. 珠蚌（未定种）；腹足类 *Valvata turgensis* 吐尔格盘螺；叶肢介 *Nestoria* sp. 尼斯托叶肢介(未定种)；介形类 *Cypridea koskulensis* 科斯库里女星介；*Rhinocypris echinata* 多刺刺星介；轮藻 *Sphaerochara verticillata* 轮生球状轮藻等。本组在将军沟井下含低产油气，在石河子—呼图壁地区有一定成烃潜力。

其底界为K^{t_1}反射波组，在全盆地均可追踪。

(2) 呼图壁河组（K_1h）　与下伏层为连续沉积，岩性为灰绿色、暗紫红色、棕红色泥岩，砂质泥岩，少量页片状泥岩的条带状互层，夹细砂岩、粉砂岩和泥灰岩薄条，厚 28～636 米。横向上可逐渐变红或以灰绿色为主。化石丰富，有鱼 *Dsungarichthys bilineatus* 双线准噶尔鱼，*Siyuichthys tuguluensis* 吐谷鲁西域鱼；双壳类 *Sphaerium selenginensis* 色楞

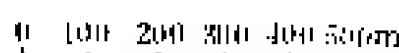


图 2-3-4　准噶尔盆地侏罗系地层对比图

格球蚬，*Solenaia mengyinensis* 蒙阴管蚌，*Inversidens* sp. 反铰蚌（未定种）；介形类 *Cypridea koskulensis* 科斯库里女星介，*C. unicostata* 单脊女星介，*Rhinocypris echinata* 多刺刺星介，*Lycopterocypris indigis* 原地狼星介；轮藻 *Minhechara columelaria* 柱状民和轮藻等。

(3) 胜金口组（K_1sh） 整合在下伏层上，为灰绿色、黄绿色的片状泥岩、砂质泥岩夹薄层细砂岩、片状泥质粉砂岩和灰白色钙质砂岩、泥灰岩薄层，厚 27～139 米，岩性稳定，横向变化小，有时下部夹少量红色条带。化石丰富，是有名的含鱼层，代表分子有鱼 *Uighuroniscus sinkiangensis* 新疆维吾尔鳕；*Bogdaichthys fukangensis* 阜康博格达鱼；*Siyuichthys tuguluensis* 吐谷鲁西域鱼；双壳类 *Sphaerium yanbianense* 延边球蚬，*S. inflatum* 膨凸球蚬；介形类 *Cypridea koskulensis* 科斯库里女星介，*Mongolianella palmosa* 优越蒙古介，*Rhinocypris cirrita* 卷须刺星介，*R. echinata* 多刺刺星介，*Djungarica saidovi* 沙氏准噶尔介；轮藻 *Wangichara tanshanensis* 天山王氏轮藻等。

本组有一定成烃潜力。

本组为较深水湖相泥质沉积，其灰绿色泥质岩的存在是吐谷鲁群四分的条件。据地震资料该组相当K^{t_2}反射波组，连续性好，但到盆地北部消失。表明盆地中部仍有本组灰绿色层可独立分出。

(4) 连木沁组（K_1l） 整合在下伏层上，为灰绿色、紫红色、褐红色泥岩，砂质泥岩的条带状互层,夹灰绿色、少量浅褐色薄层—中层状砂岩、粉砂岩、少量钙质砂岩,厚 22～509 米。下部条带呈细窄高频状，色彩鲜艳；上部灰色减少，渐变成土红色。化石丰富，主要为双壳类 *Nakamuranaia chingshanensis* 青山中村蚌，*Solenaia mengyinensis* 蒙阴管蚌，*Sphaerium pujiangensis* 浦江球蚬和介形类 *Darwinula contracta* 收缩达尔文介，*Cypridea koskulensis* 科斯库里女星介，*Mongolianella palmosa* 优越蒙古介，*Djungarica saidovi* 沙氏准噶尔介，*Rhinocypris cirrita* 卷须刺星介；轮藻 *Piriformachara gumudiensis* 古牧地梨形轮藻等。

(5) 盆地北部和东部的吐谷鲁群（K_1tg）

盆地北部和东部的吐谷鲁群，由于灰绿色泥岩的消失，全部变为红色泥岩和砂岩、泥质砂岩的交互层，无法四分。有时所夹砂岩为灰绿色，常被误认为是胜金口组，横向上却迅速被红色交替。乌尔禾地区在中部灰绿色砂岩夹红色泥岩段内夹有两层粉红色砂质晶屑凝灰岩；底部为灰绿色角砾岩，较厚，局部在超覆下伏地层时，层位有爬升现象；厚 87～853 米。据地震资料，该群除北部和东部边缘地区较薄外，进入盆地后即迅速增厚至 1000 米以上，且在大范围内保持稳定状态，厚 1200～1500 米。

本群下部砂层在西北缘普遍含稠油，北三台南坡也含稠油。

化石很多，最有代表性的是古脊椎动物 *Dsungaripterus weii* 魏氏准噶尔翼龙，*Pittacosaurus mongoliensis* 蒙古鹦鹉嘴龙，*Asiatosaurus mongoliensis* 蒙古亚洲龙，*Tugulusaurus jacile* 小巧吐谷鲁龙，*Kelmayisaurus petrolicus* 石油克拉玛依龙，*Sinemys wuerhoensis* 乌尔禾中国龟；双壳类 *Sphaerium selengiense* 色楞格球蚬，*Unio obrutschewi* 奥氏珠蚌，*Inversidens chungaricus* 准噶尔反铰蚌；腹足类 *Gyraulus dongcunensis* 东村小旋螺；介形类 *Cypridea koskulensis* 科斯库里女星介，*Rhinocypris echinata* 多刺刺星介，*Mongolianella palmosa* 优越蒙古介；轮藻 *Wangichara tanshanensis* 天山王氏轮藻等。

2. 上白垩统

包括盆地北部的艾里克组和盆地南部东沟组。

(1) 上白垩统东沟组（K_2d） 为盆地南部地区型的上白垩统。分布和吐谷鲁群相同，仅托斯台区缺失，整合在吐谷鲁群之上。是一套山麓河流相的红色沉积，横向变化剧烈，主要是微相区的交替。一般为暗红色、棕红色泥岩，砂质泥岩与厚层—块状的透镜状砾岩、含砾砂岩、砂岩的不规则交互层，含钙质团块，应属河道与河漫相沉积。厚46～813米，一般300～600米。有时则纯为山麓辫状水流的洪积锥体堆积物：黄红色角砾岩和砾岩，如紫泥泉子地区；有时则纯为红色泥岩、砂质泥岩，仅底部有一层黄褐色块状中—细粒石英砂岩，应为湖相和三角洲沉积，如安集海河两岸。化石较少，主要是介形类 *Ziziphocypris simakovi* 西氏枣星介，*Talicypridea amoena* 愉快类女星介，*Rhinocypris cirrita* 卷须刺星介，*Cypridea cavernosa* 多穴女星介，*Lycopterocypris deflecta* 歪斜狼星介；恐龙蛋皮 *Oölithes elongatus* 长形蛋；轮藻 *Wangichara changjiensis* 昌吉王氏轮藻等。

(2) 上白垩统艾里克湖组（K_2a） 为盆地北缘型的上白垩统。地表仅见于艾里克湖东岸、玛纳斯湖东端北岸和德仑山—红砾山。亦整合在吐谷鲁群之上，所属相带与东沟组相似，横向变化亦大。盆地边缘为山麓辫状水流堆积的灰绿色块状砾岩，如砾碛山；盆地内变为河床河漫相的浅灰白色中粗粒石英砂岩、含砾砂岩、砾岩与棕黄色、棕红色泥岩，砂质泥岩的互层，如艾里克湖—玛纳斯湖地区和红砾山；厚80～179米。含少量化石，主要是鸭嘴龙、翼龙 *Dsungaripterus weii* 魏氏准噶尔翼龙和介形类 *Talicypridea amoena* 愉快类女星介，*Ziziphocypris simakovi* 西氏枣星介，轮藻 *Aclistochara ailikeensis* 艾里克开口轮藻等。

上白垩统的底界地震反射为K^{t_3}波组，可由盆地南部追踪至陆梁南坡，这大致表明了该统在盆地内的分布范围。而在盆地北部和东部的大部分地区是缺失的。

五、新生界

盆地内的新生界很发育，主要为陆相红层，其中最重要的是第三系和下更新统。特点是：盆地北部厚度小，粒度细，分布远比中生界广，差不多填充了边缘所有的小山间盆地；不整合超覆到所有接触的老地层上，层间不整合和间断发育；盆地南部厚度大，粗碎屑沉积多，一般分布不及中生界广（山间小盆地例外），与中生界间除有不整合和假整合外，还在很大范围内为渐变连续关系；各层组间全为整合连续接触。既有分异很好分组明显的沉积，也有无法再分的全部为磨拉石红层的沉积。

近年来在盆地北部和东部原划的下第三系地层中，先后发现了恐龙化石和与其共生的软体类化石等，因此不少人将这些地层改列于上白垩统中。由于恐龙化石在盆地南部相应地层中尚无发现，而恐龙化石和新生代哺乳类在层位上有共生现象（虽尚未发现共生一地），恐龙的地史分布是否仅限于中生代末以前等，都还无最终结论，所以本文仍按传统划分列述。

(一) 盆地南部的第三系

1. 古新—始新统紫泥泉子组（$E_{1-2}z$）

地表见于阜康—精河的山麓地区，西界广于中生界。沙湾以东，底界为一层厚约10米的粉红色、红灰白色石灰质砾岩整合在东沟组上，往西变为假整合和不整合，且底砾岩增厚，或以含砾的膏泥岩代之，可直接覆于古生界上。在盆地腹部都有分布。

岩性为暗红色、棕红色泥岩，砂质泥岩夹不规则的厚层—块状砾岩、含砾砂岩、砂岩的透镜体，局部夹薄层石膏和膏泥岩。厚15～855米，一般在450米以上。横向变化大，砂砾

岩体此消彼长，表明为河道与河泛平原，局部为蒸发浅水湖沼沉积。昌吉河一带以砾岩为主，安集海河剖面下部全为砾岩，均系山麓河口辫状水流的洪积物。化石仅有少量介形类 *Eucypris ziniquazensis* 紫泥泉子真金星介，*Limnocythere arguta* 光明湖花介，*Cyprinotus inclinis* 下倾美星介，轮藻 *Obtusochara jianglingensis* 江陵钝头轮藻等和啮齿类的牙床骨片。

2. 始新—渐新统安集海河组（$E_{2-3}a$）

与紫泥泉子组为连续过渡沉积，并在山前背斜褶皱带的构造核部也有出露。为暗灰绿色片状泥岩夹薄层—厚层状砂质介壳层，介壳灰岩及少量钙质细砂岩。下部为灰绿色及紫红色相间的条带状杂色过渡层，为泥岩夹少许砂岩和介壳岩；上部介壳灰岩很发育，几乎与泥岩成各半交互，并偶夹不稳定的紫红色泥岩条带；中上部的泥岩风化后常成烟黄色；顶部有数米条带状杂色层。厚 44～800 米，一般 350～650 米。本组为较稳定的浅—深湖相泥质沉积，沉积中心在盆地西南部。介壳层多纯由介形类壳体或双壳类壳体堆积而成。横向上红色条带层增加和砂岩增多，并夹不规则砾岩，介壳灰岩相应减少，变为滨岸的河口三角洲沉积，如玛纳斯河一带，厚度也稍小。阜康地区已为滨岸边缘相的浅棕灰色、少量棕红色砂质泥岩夹灰绿色、褐红色砾岩，厚度也减至 132 米。

本组为良好的生油岩，唯成熟较差，但仍是盆地西南部的重要油源岩之一。其顶部介壳层在独山子井下也含工业油。

本组化石极其丰富。各种脊椎动物的骨片很多，代表性的有哺乳类 *Bothriodon* sp. 沟齿兽（未定种），*Gobiohyus* sp. 戈壁猪（未定种）；爬行类 *Dzungarisuchus manasensis* 玛纳斯准噶尔鳄；鱼 *Teleostei* 真骨鱼，*Amia* sp. 弓鳍鱼（未定种）等。软体类有双壳类 *Acuticosta chinensis* 中国锐棱蚌，*Ensidens lanceolatus* 矛形剑齿蚌，*Pisidium amunicun* 河豆蚬，*Uino tuositaiensis* 托斯台珠蚌；腹足类 *Valvata tuajevi* 杜氏盘螺，*Bithynia cumulata* 堆集豆螺，*Viviparus kweilinensis* 桂林田螺。介形类可分上、中、下三个化石带：下部化石带有 *Limnocythere subcompacta* 近致密湖花介，*Cypris procera* 高大金星介，*Herpetocyprella sinkjangia* 新疆小爬星介；中部化石带有 *Cyprinotus kutunchous* 奎屯河美星介，*Eucypris ignis* 火真金星介，*Herpetocyprella subovata* 近卵形小爬星介；上部化石带有 *Cyprinotus sublatus* 高起美星介，*Eucypris absoleta* 完全真金星介，*Cyprideis abrupta* 陡峭正星介。还有轮藻 *Grovesichara anjihaiensis* 安集海原球轮藻等。

3. 渐新—上新统昌吉河群[$(E_3\text{—}N_2)ch$]

分布与下第三系同，与下第三系为连续沉积，界线清楚，一般底界为薄厚不等的砂砾岩，有时是红灰色石灰质砾岩或含砾灰岩，为水退式陆相红色碎屑沉积，厚度很大。总特点是：下部以浅水湖沼相暗棕红色泥岩、砂质泥岩为主，上部以河流相浅灰黄色、褐黄色砂砾岩为主，纵向和横向变化都很大。在天山山麓地带，主要是近物源的山麓辫状水系洪积扇粗碎屑堆积和河泛平原沉积，其岩性为：下部棕红色砂质泥岩夹灰绿色、灰红色砂砾岩、泥质团块状灰岩；中部黄红色、浅红色砂质泥岩与红灰色、浅灰色砂砾岩互层；上部为浅灰色、绿灰色砾岩，砂岩夹灰黄色砂质泥岩，厚 2000～2300 米。不同地区的差异只是下细上粗的递变速度急缓不同而已；有的下部细屑堆积较多，主要为曲流河泛平原沉积，间亦可有季节小型浅水湖相；有的则一开始很快即被山麓辫状水流沉积代替。在山前地区，出现湖沼沉积和灰绿色层，剖面可进一步分为三组：

(1) 渐新—中新统沙湾组[$(E_3\text{—}N_1)s$] 下部深绛红色、上部棕红色砂质泥岩、含砾泥

岩、泥岩夹红色、黄绿色、灰绿色砾岩，含砾砂岩，砂岩的薄层—块状透镜体及红灰色泥质团块状钙结核层、泥灰岩层，未见膏泥岩，厚 350～500 米。安集海井下上部变为灰绿色。为泛滥平原和暂时性浅水蒸发湖盆洼地堆积，河道砂砾岩体的横向变化很急剧。

本组是独山子油田的主要生产层。

化石丰富，主要是哺乳类 *Dzungariotherium orgosensis* 霍尔果什准噶尔巨犀，*Lophiomeryx* sp. 脊齿鼷鹿；介形类 *Candoniella ignota* 陌生小玻璃介，*Cypris angulata* 角状金星介，*Kassinina reticulata* 网状卡星介，*Cyprinotus plenus* 丰满美星介；轮藻 *Sphaerochara shawuanensis* 沙湾球状轮藻等。

(2) 中新统塔西河组 (N_1t)　除山前地区外，山麓地带仅见于玛纳斯河—安集海河间地段。为灰绿色片状泥岩、砂质泥岩夹薄层—厚层砂岩、介壳灰岩、泥砂质介壳层和薄层泥灰岩；下部夹少许杂色条带层，厚 100～320 米。独山子则是中部为杂色层，且夹多层薄—中厚层状褐煤层。安集海井下全为灰绿色。为湖相沉积，部分夹沼泽相。

在独山子油田，本组为次要生产层。

化石极为丰富，代表性的有哺乳类 *Trilophodon* sp. 三棱齿象（未定种），*Mastodon* sp. 乳齿象（未定种）；双壳类 *Cristaria huoerguosica* 霍尔果什冠蚌，*Anodonta woodiana* 乌氏无齿蚌，*Lanceolaria convexa* 凸圆矛蚌，*Unio tianshanensis* 天山珠蚌；腹足类 *Bithynia pulchella* 美丽豆螺，*Viviparus sinensis* 中国田螺，*Valvata tuajewi* 杜氏盘螺；介形类 *Condona alta* 高玻璃介，*Cyprinotus orientalis* 东方美星介，*Cyclocypris tumida* 膨胀球星介，*Eucypris scita* 美观真金星介，*Ilyocypris conspicua* 显著土星介，*Potamocypris plana* 扁平河星介；轮藻 *Tectochara inconspicua* 不明显有盖轮藻等。

(3) 中新—上新统独山子组 ($N_{1-2}d$)　主要发育于前山带构造上，以独山子剖面分段性最好，研究最详。下部为浅褐色夹灰绿色的条带状泥岩、砂质泥岩夹薄层—厚层状灰绿色、黄绿色砂岩；为河泛平原和浅水湖沼相沉积，厚 100～350 米，时代属中新世，顶部无明显界线。安集海井下全为灰绿色。在独山子可分两段：下段 294 米为棕红色、褐红色砂质泥岩夹灰绿色砂岩、砾状砂岩，基本上为河泛平原沉积；上段为灰绿色泥岩、褐黄色砂质泥岩夹灰绿色砂岩、介壳层的条带杂色层，厚 53 米，为浅湖相沉积。此两地区下部的顶界清楚，即中、上新统局部可分。本组中部为褐黄色、黄褐色砂质泥岩与灰绿色厚层—块状砂岩、含砾砂岩、砾岩的交互层。上部为灰色、灰绿色块状砾岩夹砾状砂岩和土黄色砂质泥岩。中、上部为低弯度河和山麓辫状水流的堆积,横向变化大,时代属上新世。总厚 1458～1996 米，一般 1500～1800 米。

化石比较丰富，有哺乳类 *Hipparion* sp. 三趾马（未定种），*Gazella* sp. 羚羊（未定种），*Chilotherium* sp. 大唇犀（未定种），*Steneofiber* sp. 河狸（未定种）；双壳类 *Unio* aff. *tellinoides* 似樱蛤珠蚌（相似种），*Hyriopsis* sp. 帆蚌（未定种）；腹足类 *Planorbis keideli* 凯氏扁卷螺，*Viviparus sinensis* 中国田螺，*Valvata piscinalis* 似鱼盘螺，介形类 *Candoniella subellipsoida* 近椭圆小玻璃介，*Candona arcina* 箱玻璃介，*Cyprnotus purus* 纯美星介，*Cyclocypris laevis* 光滑球星介，*Cyprideis punctillata* 斑点正星介，*Cypris subglobosa* 近球状金星介，*Darwinula stevensoni* 史氏达尔文介；植物 *Salix intera* 中间柳树，*Acer semenovi* 斯氏槭树，*Ulmus carpinoides* 似鹅耳枥榆树，*Populus bachofenoides* 似巴乔风杨树；轮藻 *Lychnothamnites dushanziensis* 独山子似松轮藻等。

盆地南部的第三系在相邻的山间盆地中变异性大。如博格达北坡的新地复向斜中全部为

山麓辫状流的砾岩、角砾岩，仅上部夹少量河漫沉积；但从色泽的变化仍可判断包括了全部第三系。紫窝堡盆地内下第三系很薄，分布局限。由安集海河组上部往上，逐层超覆到中生界及晚古生界之上。精河以西，上第三系也超覆到古生界上。

（二）盆地北部的第三系

盆地北部的第三系远不及盆地南部发育，一是厚度小；二是主要为下第三系，上第三系不发育，分布零星；三是层组间多不整合间断。

1. 古新—始新统红砾山组（$E_{1-2}h$）

地表分布局限，仅见于盆地北部红砾山、包特岗湖南岸和三个泉地区；另外，在盆地东部将军庙—老君庙地区有广泛分布。不整合在艾里克湖组和其他老地层上。岩性下部为灰白色、灰黄色、绿灰色粗粒石英砂岩夹棕红色、少量灰绿色砂质泥岩、泥岩，为三角洲沉积；上部则以综红色泥岩、砂质泥岩为主夹块状灰白色石英粗砂岩和灰绿色粉砂岩薄条，为浅水湖沉积和河泛平原堆积，砂岩多含小砾石，底部为砾岩。红砾山出露的最为完整，除下部红层较多外，上部则以灰黄色、灰白色云母泥质石英砂岩为主，最小厚度62～77米，最厚约150米。在三个泉仅露出上部，厚101.3米。在将军庙以东下部粗碎屑层不发育，厚10～100米。岩组厚10～293米。

在三台地区井下，底部局部含油。

所含化石主要有各种脊椎动物化石骨片，如霸王龙、虚骨龙、鸭嘴龙、鳄类、龟鳖类及大量恐龙蛋皮化石，如 *Oolithes rugustus* 粗皮蛋，*O. elongatus* 长形蛋，*O. megadermus* 厚皮蛋；此外还有双壳类 *Pseudohyria zhungarica* 准噶尔假嬉蚌，*Cuneopsis vjalovi* 费氏楔蚌；腹足类 *Mesolanistes mongoliensis* 蒙古中恶煞螺，*Hydrobia nemegetensis* 尼米给特水螺；介形类 *Candoniella mordvilkoi* 摩氏小玻璃介，*Talicypridea amoena* 愉快类女星介；轮藻 *Gobichara tenera* 嫩弱戈壁轮藻，*Krassoviella daiqinshanensis* 大青山小克拉索夫轮藻，*Sphaerochara minscula* 微雕球状轮藻等。根据这些化石，不少人已明确将其划入上白垩统，且将其与艾里克湖组对比。但红砾山组直接不整合在艾里克湖组上，两者是上下关系，不是同一层位。由于大量恐龙化石已出现在上覆的含大量哺乳类化石的乌伦古河组中，而同地共生现象又尚未被肯定。地震剖面上与盆地南缘下第三系对比的只能是红砾山组与乌伦古河组两个地层单元，因而还有许多问题需要研究。在未彻底弄清这些问题以前，仍以暂时保持原划分方案为好。

2. 始新—渐新统乌伦古河组（$E_{2-3}\mu$）

广布于准噶尔北部地区，和红砾山组为连续沉积，边缘可见微弱的角度不整合，在红砾山组缺失时，可直接不整合在中生界的不同层位上。在准噶尔盆地以外直至阿尔泰山麓的广大地区，普遍超覆不整合在古生界的古剥夷面上，底部的白色石英圆砾岩随处可见。

岩性为灰白色、褐黄色粗—中粒云母泥质石英砂岩夹灰绿色、褐红色泥岩、砂质泥岩；含不规则的铁质砂岩薄条和大量锰质团块；大致包括两个砂岩集中层段和一个泥岩集中层段，总厚350～500米；一般多不完整。为浅水平原湖相沉积之铁锰泥质云母—石英砂岩，总体特征横向变化不大，边缘相区则以灰绿色砾岩为主，如二牧场。

据盆1井所揭穿的下第三系属盆地北部类型，表明本组的分布已到盆地中央。

本组所产化石主要为脊椎动物骨片，有两种生物群：产自三个泉蜥蜴梁到德仑山和玛湖西岸等地的主要为哺乳类 *Eudinoeras* sp. 真恐角兽（未定种），*Lophialetes* cf. *expedilus*

鳖脚脊齿貘（相似种），*Schlosseria magister* 首施氏貘，*Berviodon minutus* 小短齿貘，*Rhodopagus* sp. 红山犀（未定种），*Uintatherium* cf. *insperatus* 意外尤因塔兽（相似种），*Hyopsodus* sp. 豕齿兽，*Amia* sp. 弓鳍鱼（未定种）和介形类 *Cypria schichoensis* 石河丽星介，完全是新生代种群的阵容；产自二牧场的则是爬行类 *Yaxartosaurus fuwenensis* 富蕴牙克煞龙，*Tyrannosaurus* sp. 霸王龙（未定种），*Bactrosaurus* sp. 巴克龙（未定种），为晚白垩世的代表种群，故有人将二牧场以外的乌伦古组另厘定为依希伯拉组，或将二牧场的剖面干脆归入红砾山组。关键在于现在还无充足理由否认二牧场产恐龙化石的地层和其余地区的乌伦古组不是同一地层，所以暂时还是保持该地层单位的原貌为宜。

3. 渐新—中新统索索泉组[（E_3–N_1）ss]

分布与乌伦古组相同，但地域广而零星，仅保存在向斜中的相对低洼处，且多残缺，同时见到顶底界面的完整剖面极少。与下伏乌伦古组为假整合、不整合或局部为整合接触，并可超覆到古生界上。

岩性为棕红色泥岩、砂质泥岩的块状层，有时夹灰白色、灰黄色石英砂岩，底部为灰黄色石英砾岩；有时下部有数十米灰白色含砾石英砂岩夹泥岩，上部泥岩中夹有多层河道砂岩及红色膏泥岩和泥质石膏层，厚 37～212 米。为浅水平原湖泊和蒸发盐渍沼泽沉积，间有河道砂砾岩体，部分地区下部为三角洲相和山麓相。

含少量哺乳类 *Serridentinus* sp. 锯齿象（未定种），*Sinolagomys* sp. 中华兔（未定种），*Tachyoryctoides* sp. 似速掘鼠（未定种），以及龟鳖类 *Trionyx* sp. 三爪鳖（未定种）等。

4. 中新统可可买登组（N_1k）

分布局限，仅见于乌伦古河南岸的可可买登—杜热和河北岸莫博塔因一带，整合在索索泉组之上。岩性为灰绿色、灰白色块状细砾岩、砂岩、含砾砂岩夹棕红色、灰绿色泥岩、砂质泥岩及泥灰岩，厚仅 53～88 米，为山麓冲积扇缘沉积。莫博塔因一带稍细，主要为曲流河堆积。

所含哺乳类化石极其丰富，下部有 *Amblycaster tungurensis* 通古尔笨河狸，*Gomphotherium* sp. 嵌齿象（未定种），*Anchitherium* cf. *aurelianense* 奥尔良安琪马（相似种），*Stephanoceras thomsom* 汤氏皇冠鹿，*Oioceros noverca* 新孤羊；上部有 *Brachypotherium* sp. 矮脚犀（未定种），*Dicrocerus grangeri* 葛氏双岔鹿，*Oioceros noverca* 新孤羊等。

5. 独山子组（N_{1-2}d）

分布更为零星局限，为一些零散的小块露头，不整合在下伏地层之上。

为浅灰黄色、黄灰色砾岩，砂岩，砂质泥岩，泥岩的不规则交互层。厚 5～37 米。为河流相沉积，层序不全，仅有相当于上新统的上部层位，下部沉积缺失。含少量哺乳类 *Gazella* sp. 羚羊（未定种），*Stegodon* sp. 剑齿象（未定种）和介形类 *Candona neglecta* 忽视玻璃介。

（三）第三系在地震资料上的反映

在盆地北半部和东部，第三系内部包括三个角度不整合，加上底面以下的不整合在内共四个界面。沿界面都可见到上下地层的收敛现象，上超和削蚀现象常见，沿界面也有较强而延续甚好的反射波，它们分别是E^{t_1}、E^{t_2}、N^{t_1}、N^{t_2}，由盆地中部往南，不整合现象逐渐消失，最后为整合连续的正常接触关系代替。这四个波组大致相当于红砾山组、乌伦古组、



索索泉组和独山子组的底界。唯这些波组往南追踪还未与山前第三系建立起准确的关系。乌伦古河组与安集海河组、沙湾组与索索泉组的对比关系是肯定的，因而红砾山组与紫泥泉子组的对应关系也应成立，但紫泥泉子组中尚无恐龙化石的报道。如果二牧场的“乌伦古组”是位于红砾山组与乌伦古河组间的独立层位，而在三个泉又无此层，则很难解释。南北的对应关系也难处理。这些都需要做进一步研究。总之，在盆地南部白垩第三系呈连续关系的剖面上，要找出北部那么多相应的“上白垩统”层位，在近期是不可能的。

（四）第四系

准噶尔盆地第四系很发育，可粗分为四个层序。

1. 下更新统西域组（Q_1x）

主要分布于盆地南部的山前地区，与独山子组为渐变连续过渡关系，岩性为灰色砾岩，有时夹少量黄灰色砂岩和砂质泥岩，厚350～2046米，一般在1300米以上，往北至平原覆盖区变细，以砂、泥岩为主，与第三系上部无法区分，化石有 *Equus sanmeniensis* 三门马。

盆地北部地区尚未发现该组沉积。

2. 中更新统乌苏群（$Q_2\mu s$）

主要分布于盆地四周边缘地区，为高于现代戈壁平原之上的山麓老洪积平原或河谷阶地堆积，一般均具有二元结构，即：上部为土黄色砂质黄土，下部为灰色砾石层。大多数在砾石层的底部为灰色或灰黄色泥砂质和钙质胶结的砾岩。各厚数米至数十米不等，包括高低不同的好几个组，均以清晰的角度不整合在自西域砾岩以下的所有老地层上。盆地南部山前地区可分为高低不同的五个组，均已命名。盆地北部山区抬升幅度小，故只能分出2～3个组。在盆地北部的某些阶地上，保留有相应的湖相沉积砂、泥岩，如干海组，含有介形类、瓣鳃类、腹足类等和植物化石。

在平原区井下，大部分表现为砂粘土层与砾石层的互层。

3. 上更新统新疆群（Q_3xn）

此即广布各地的大戈壁滩和山前洪积扇裙，不仅不整合在一切老地层上，在构造变动带上还可局部不整合在乌苏群砾石上。沉积物在山前为灰色戈壁砾石，在绿洲以下平原区变细，除河流沉积外，也有湖沼沉积，井下常表现为大块状砾岩。最大厚度355米。在沙漠区常作为沙漠基底，表现为沙间低地的冲积砂壤土。

4. 全新统（Q_4）

主要是现在地表所见的各种成因类型沉积，其中占主导地位的是冲积、湖沼盐泽沉积等，厚度均不大。

第二节　沉积岩相

一、沉积相类型及其主要特征

盆地西北缘资料较丰富，沉积相研究较详细，类型如下：

冲洪积相（Ⅰ）：
- 冲洪积扇亚相（$Ⅰ_1$）
- 冲洪积平原亚相（$Ⅰ_2$）

三角洲相（Ⅱ）

湖相（Ⅲ）{ 滨湖亚相（$Ⅲ_1$）
浅湖亚相（$Ⅲ_2$）
半深湖亚相（$Ⅲ_3$）}

（一）冲洪积相

由冲洪积扇及冲洪积平原两个亚相组成。它们互相连接，沿山脚呈不等宽的条带状断续延伸，紧靠山脚为冲洪积扇裙，并渐变为冲洪积平原。百口泉—乌尔禾之上二叠统、东北缘二叠系将军庙组、三叠系上仓房沟组属之。

1. 冲洪积扇亚相

由河床微相和河滩微相砂砾岩组成。砾岩占绝对优势（70%～80%），夹泥岩和砂岩凸镜体。砾石大小混杂，分选甚劣，多呈次圆—次棱角状，成分较杂，成层性不好，是一些大小不等、厚度不一、横向上不稳定的凸镜体叠置而成，层间冲刷下切现象十分发育。

层理构造见有大型交错层理，层系厚度 10～50 厘米不等，顺流方向细层与顶板的交角达 30°，与底板倾角为 5°～10°，呈不完整的"S"型;垂直流向方向呈杂乱倾斜,倾角 0～30°不等。细层多呈舟形、残"S"形或直线形，为辫状河形成的典型槽状交错层理。粒度概率曲线为一近 30°～40°的直线，分选较差。

地层中含有大量植物化石，以顶板为最多，残块多沿层面分布，构成不连续层理。

克拉美利山胜利沟将军庙组下部和深底沟克下组下部砾岩是该亚相的代表。

2. 冲洪积平原亚相

由河床微相、河床浅滩微相、河漫滩微相、牛轭湖微相、河曲沼泽微相组成。其中河床和河漫滩微相是主体相。

该亚相位于冲洪积扇外缘，沉积剖面以泥岩为主体（占 60%～75%），是由岩性与厚度变化较小的各种凸镜体叠合而成。

成层性相对较好，有冲刷侵蚀现象，但幅度较小。砂岩和砾岩中大型斜层理和小型斜层理发育，泥岩中水平和波状纹层发育，大型斜层理主要由粒级变化形成。层系厚 5～20 厘米，最厚达 50 厘米，层系间界线不清。

地层中见鱼、叶肢介和植物枝叶化石，多沿层面分布构成层理、大的植物茎干多在砂砾岩顶底板富集，杂乱无章。

泥岩中普遍含砾、砂和泥砾，层面具冲蚀痕、波痕、龟裂等构造，为本亚相的标志特征。克拉玛依湖湾区克上组的 R_5、克下组的 R_7 为本亚相的代表。

（二）三角洲相

由河流相砂岩和湖相泥岩组成，南缘头屯河一带和夏子街地区的三工河组属于此相。

砂岩平面上呈鸟足状，剖面上呈不连续的凸镜体镶嵌在泥岩中。其中发育羽状、大型槽状交错层理和波状层理，湖泊泥岩中发育水平和波状纹层。

地层中含陆生与湖生动物化石，其中有鱼、蚌螺、昆虫、恐龙及植物枝叶化石，多沿层面分布、砂岩中有植物茎干。

层间屡见冲刷，但规模小，泥砾仅见于砂岩底部。

（三）湖相

以粉砂质泥岩和泥岩为主，夹凸镜状粉砂岩、砂岩、泥灰岩、叠锥灰岩、菱铁矿凸镜状薄层，湖湾区白碱滩组和三工河组属于此相。

1. 滨湖亚相

滨湖亚相实际为湖岸带沉积，是在最高湖水面和平均水面间形成的沉积物，由湖岸沙堤、湖岸泥坪、湖岸沼泽等微相组成。

岩性是以泥岩为主，并见凸镜状纹层（多由粒度、颜色、植物引起），成层性好。也见角状砂砾岩，如西北缘吐谷鲁群。

泥岩中富含粗细不等、形状殊异的石英砂和大小不等半圆—浑圆的石英岩与变质岩砾石，最大直径为15厘米，最小为2～5厘米。大砾石的顶底面附近，纹层呈向上或向下的弧形弯曲，砾石被纹层泥岩包围，呈星散状分布或集中成群出现。层面常见流痕、波痕、雨痕、龟裂、虫迹、搅动构造等。

地层中富含陆生植物碎屑，多沿层面分布，还见有完好的植物枝叶和茎干化石，并发现大量叶肢介、腹足类等水生动物化石。

湖湾区克拉玛依组上亚组顶部鱼化石标准层上部、白碱滩组下部和三工河组底部都是滨湖亚相的典型代表。

2. 浅湖亚相

湖湾区白碱滩组下部和三工河组底部都是浅湖亚相的典型代表。

岩性以粉砂质泥岩为主，泥岩主要是灰绿色、灰黄绿色、深灰色，夹凸镜状粉砂岩、细砂岩，普遍夹有薄层凸镜状泥灰岩、叠锥灰岩和菱铁矿层。

泥岩中纹层发育，由颜色、粒级、矿物和生物的变化而显示层理。其中以颜色和粒级变化的层理占优势；主要是水平和水平—波状层理，偶见凸镜层理和羽状层理，地层成层性很好，岩性稳定，层间岩性呈渐变。层面见有波痕、搅动层、生物痕迹等。

地层中有水生动植物化石，计有腹足类、叶肢介、水甲虫及轮藻等，偶见保存完好的陆生植物枝叶化石和昆虫化石及植物残屑，如南缘安集海河组夹有多层泥质蚌、螺薄层和螺灰岩薄层。

常见菱铁矿结核，长轴平行层面，偶见黄铁矿微晶，尚见铁鲕粒，湖湾区克上组鱼化石标准层下部为典型代表。

二、古地理环境与沉积相带展布

（一）二叠纪古地理环境与相带展布

1. 早二叠世

玛湖凹陷是一个不对称的西北深而东南浅的淡水湖泊。在湖的西北缘分布有一个冲洪积扇裙带，扇缘甚至扇中的一部分伸入到滨湖—浅湖区，形成了一套以山麓冲洪积粗碎屑岩与火山岩为主的、夹滨湖—浅湖相的沉积，并很快全部变为湖相沉积。因此，在玛湖凹陷腹部的下二叠统可能具有生油能力。克拉美利山前断陷出露与保存的下二叠统是滨湖—浅湖相，有少量暗色泥岩，生油能力较差。

盆1井凹陷是一个滨海泻湖区,其岩相带展布可能与玛湖凹陷相似,具有一定的生油潜力。

乌鲁木齐断陷大部为正常浅海环境（包括柴窝堡凹地），与吐鲁番海相连通，发现大量珊瑚、腕足类、瓣鳃类化石，具有良好的生油条件，是准噶尔盆地和柴窝堡凹地最有前景的地区之一（图2-3-5）。

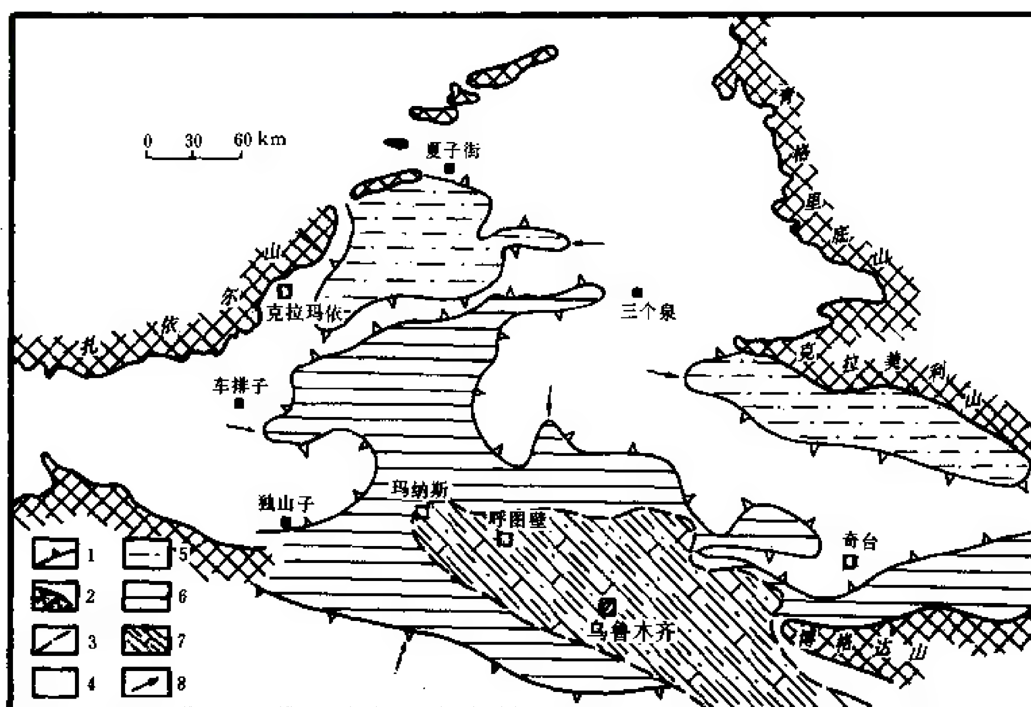


图 2-3-5 准噶尔盆地早二叠世岩相古地理图

1—地层尖灭线；2—现存盆地边界；3—相带分界线；4—剥蚀区；5—淡水湖相；

6—泻湖相；7—海相；8—物源方向

2. 晚二叠世

此时统一的准噶尔湖盆（狭义的）已基本形成，其西北部分割玛湖与盆 1 井凹陷间的剥蚀区已消失，为浅湖—半深湖区，沉积的暗色泥岩最大厚度为 2000～2500 米，面积约 220 平方千米，具生油潜力。南部自炮台—玛纳斯—呼图壁—昌吉—阜康连线两侧是半深湖区，可能的生油岩厚度高达 4000 米。生油区面积约 1150 平方千米，沿博格达山北坡发育了三角洲相，且与半深湖相连接，具有良好的生储油组合关系。因此，在吉木萨尔—乌鲁木齐和柴窝堡—昌吉一带是寻找上二叠统原生和次生油气藏的有利地区（图 2-3-6）。

沿克拉美利山前（相当平地泉组），有一个浅湖—半深湖相区，面积约 200 平方千米，有小型的冲洪积扇伸入湖区，暗色泥岩为 1000～1500 米。在漠区凹陷部位也有一浅湖—半深湖相区，面积为 210 平方千米，暗色泥岩厚达 2500 米左右。这些地区都是生油的有利地区。

（二）三叠纪古地理环境与相带展布

1. 早中三叠世

此时，统一的准噶尔湖盆为浅湖环境，沉积物形成于浪基面之上，以红色地层为主。该期主要是储集层的形成时期，在西北缘、北缘、东北缘、南缘东部都有冲洪积扇—河湖三角洲相粗碎屑沉积（图 2-3-7）。其中西北缘中下三叠统冲洪积扇粗碎屑岩已是克拉玛依油田的主要产油层。因此，可望在伦 2 井、平顶山、南缘东部（昌吉—乌鲁木齐—阜康）地区的中下三叠统冲洪积扇—河湖三角洲相中找到油气藏。

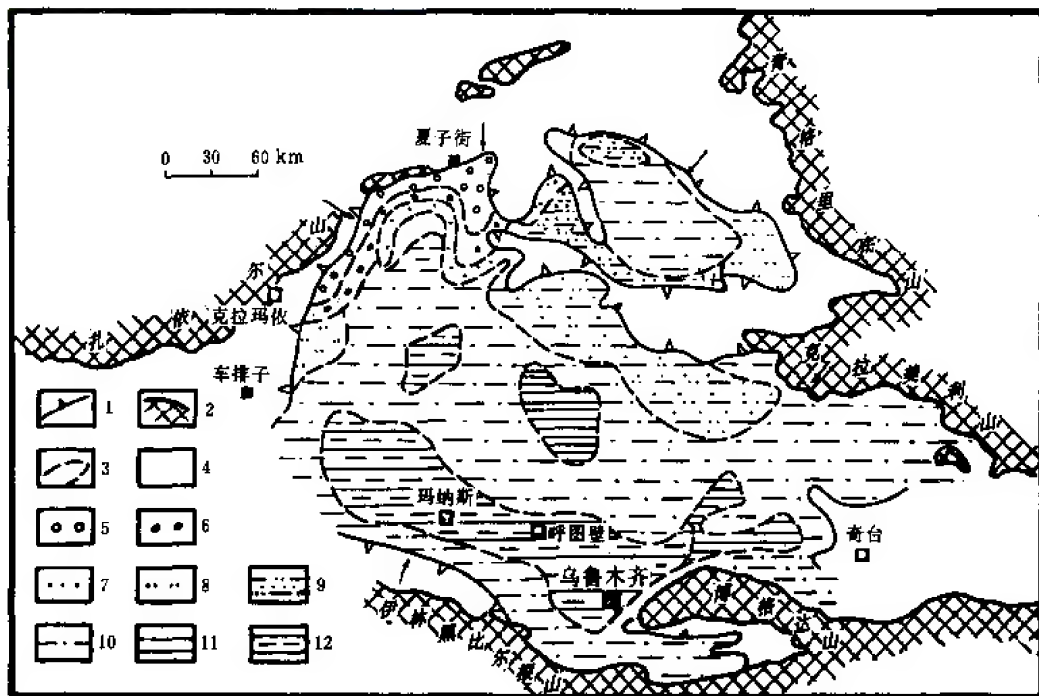


图 2-3-6　准噶尔盆地晚二叠世岩相古地理图

1—地层尖灭线；2—现存盆地边界；3—相带分界线；4—剥蚀区；
5—冲洪积亚相；6—沼泽—冲洪积相；7—三角洲相；8—滨湖亚相；
9—沼泽亚相；10—浅湖亚相；11—浅—半深湖亚相；12—半深湖亚相

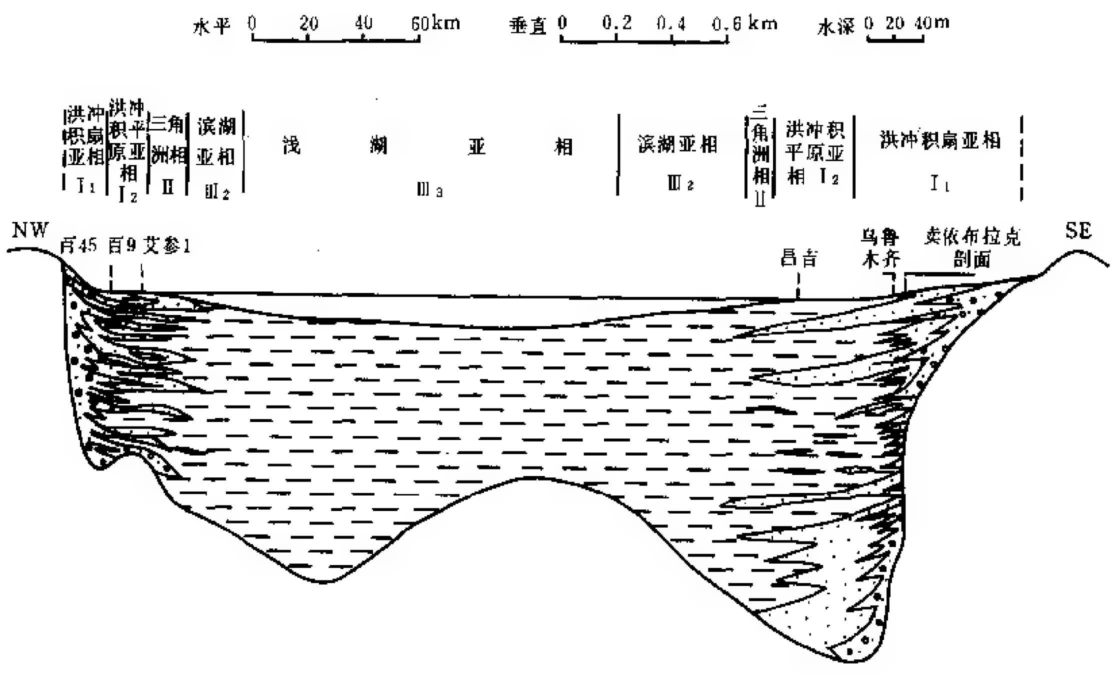


图 2-3-7　准噶尔盆地早、中三叠世沉积相剖面及模式图

早、中三叠世晚期，湖盆扩展到全盆地，沿盆地边缘为浅湖相沉积，地层中见有恐龙等陆生生物化石和鱼类等水生生物化石，并有大量植物化石与碎片，推测往盆地腹部会变成半深湖相而有利于生油。

2. 晚三叠世

湖盆继续扩展，湖域普遍变深，气候温暖，故生物更加繁盛，沉积物中有机质含量丰富，半深湖区面积约为 3070 平方千米，暗色泥岩厚 450 米左右，是可以寄予希望的生油层（图 2–3–8）。

在夏 6 井—陆 1 井区，百口泉、玛纳斯河、头屯河、大龙口、帐篷沟和伦 3 井区发育着大小不等的河湖三角洲。在这些三角洲相分布区，砂岩、含砾砂岩层较多，厚度大，物性好，与泥岩呈互层状，为理想的生储盖组合，有希望找到原生油气藏。

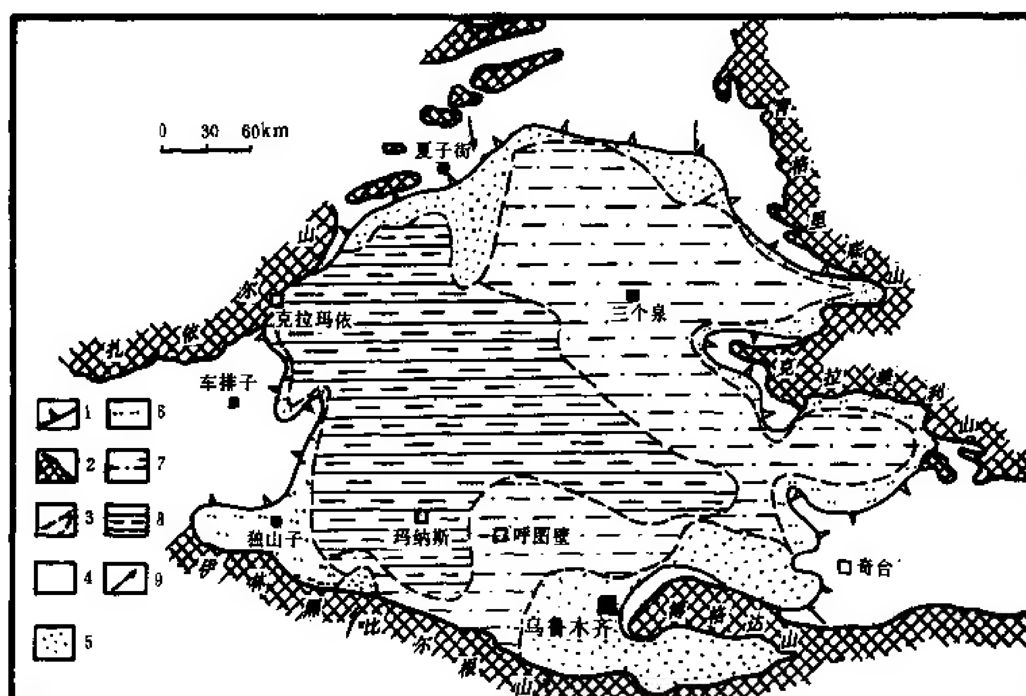


图 2–3–8 准噶尔盆地晚三叠世岩相古地理图

1—地层尖灭线；2—现存盆地边界；3—相带分界线；4—剥蚀区；5—三角洲相；6—滨湖亚相；7—浅湖亚相；8—半深湖亚相；9—物源方向

（三）侏罗纪古地理环境与相带展布

1. 早侏罗世早期（八道湾期）

准噶尔盆地地处热带—亚热带，气候温暖，雨量充沛，河流发育，植物茂盛。沿准噶尔盆地四周边缘，形成了断续的环带状冲洪积粗碎屑含煤建造，中部是广阔的滨湖沼泽区。仅在腹地有三个孤立的、面积很小的浅湖区，见鱼、龟和恐龙化石。西北缘、东北缘是以花岗岩、石炭系泥质岩、火山岩等岩性为主体的山地，南缘山地是以前二叠纪的变质岩和火山岩为主体。上述剥蚀区物理机械风化作用略占优势。

综上所述，八道湾组的有机质是生成煤和天然气的雄厚的物质基础。因此，在滨湖沼泽

区、浅湖区及古河流影响区是勘探天然气（包括煤成气）的有利地区。如阜康—紫泥泉子连线两侧40千米的地区内，玛纳斯河一带、盆1井以北、基1井以南的广大地区和漠区凹陷的东北缘。

2. 早侏罗世晚期（三工河期）

除和什托洛盖和柴窝堡洼地是冲洪积相外，其余沿盆地边缘多是滨湖—浅湖相及三角洲相，其中西北缘展布面积较大的夏子街—陆梁—石英滩和伦2井区是三角洲相带，南缘是玛纳斯、呼图壁和乌鲁木齐三角洲相带。实际上，在南缘各大小三角洲相带相连成为一个水下冲洪积扇裙。其中除夏子街—陆梁—石英滩三角洲伸入半深湖区外，其余皆伸入浅湖区。由于气候湿热，降雨量增加，地表径流进一步发育，湖域面积虽不及晚三叠世大，但水体变深，半深湖区是中生代最大的(约3800平方千米，暗色泥岩厚600米左右)。剥蚀区山势变得更低，生物化学风化具一定优势，风化物较成熟。水生和陆生生物种类繁多，地层中有机质含量十分丰富，为生油层。在各三角洲相区，有可能找到原生与次生油气藏(图2-3-9)。

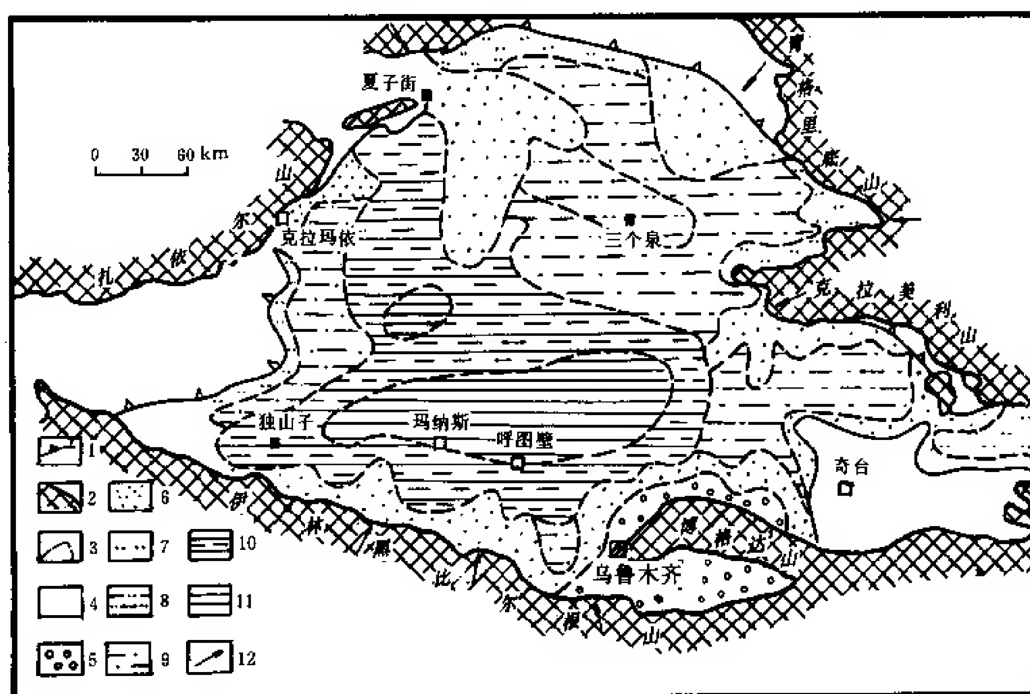


图2-3-9 准噶尔盆地早侏罗世三工河期岩相古地理图

1—地层尖灭线；2—现存盆地边界；3—相带分界线；4—剥蚀区；5—冲洪积相；6—三角洲相；7—滨湖亚相；8—湖沼亚相；9—浅湖亚相；10—半深湖亚相；11—深湖亚相；12—物源方向

3. 中侏罗世早期（西山窑期）

其古地理环境大致与八道湾期相似，只是气候变得干热，浅湖区更小，为生成煤与天然气（包括煤成气）的有利时期。玛纳斯—呼图壁一线是浅湖相和三角洲相交汇区，有利于天然气的生成与储集，有可能找到原生气藏。

4. 中晚侏罗世（头屯河期和齐古期）

湖域面积较三工河期小，多为浅湖区，仅漠区凹陷和南缘北部湖水较深。陆上地层中见有较多红层、钙球层与龟裂等。湖中生物繁多，主要发育有瓣鳃类、叶肢介、腹足类、浮游生物和藻类等。可以推测，头屯河期古气候尚属湿热，且具有一定的深水还原环境，有利于有机质的保存，故具生油条件。沿盆1井—三个泉古隆起带两侧找原生油气藏是有希望的，在湖相与三角洲相交汇的昌吉—独山子连线两侧找原生与次生油气藏也是有希望的。

（四）白垩纪古地理环境与相带展布

1. 早白垩世（吐谷鲁期）

准噶尔盆地多为浅湖环境，仅在漠区凹陷和南缘玛纳斯—呼图壁连线以北为半深湖区。气候干旱炎热，红色地层发育。天山，东、西准噶尔界山都已准平原化（实际上在侏罗纪中期就已经准平原化了）。

生物群在湖区及其周围相对集中，水域中鱼类、介形类、叶肢介、藻类等均较发育，湖区边缘植物繁茂，具有恐龙生存的条件。

干热的气候条件，致使浅水湖泊长期处于氧化—半氧化环境，有机物保存困难。仅在盆1井以东、玛纳斯—呼图壁以北约1100平方千米范围内（相当漠区坳陷部位）的半深湖区，才有生油的可能（图2-3-10）。

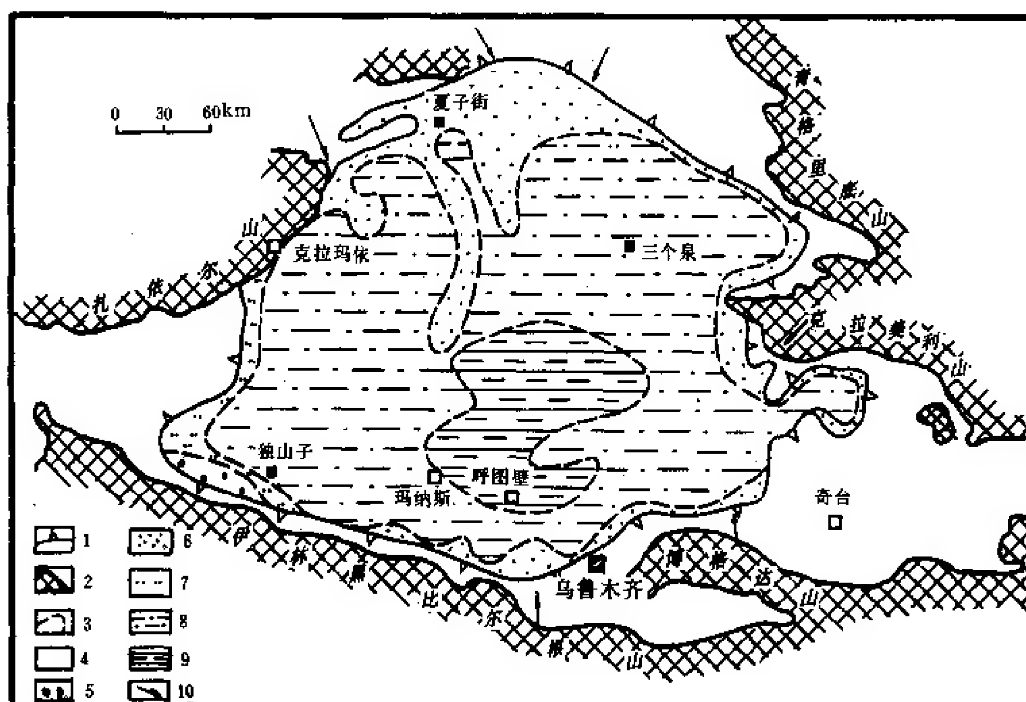


图2-3-10 准噶尔盆地早白垩世吐谷鲁期岩相古地理图

1—地层尖灭线；2—现存盆地边界；3—相分界线；4—剥蚀区；5—冲洪积相；6—三角洲相；7—滨湖亚相；8—浅湖亚相；9—半深湖亚相；10—物源方向

2. 晚白垩世（艾里克期）

初期，准噶尔湖盆开始收缩，在大、小艾里克湖附近，已是滨湖区；中晚期湖盆继续往南退缩，推测可能收缩到玛纳斯湖以南的陆梁—三个泉隆起带附近，不仅湖域面积小，而且

水很浅，生物稀少，有机质含量很低，无生油希望。

玛纳斯湖到陆梁—三个泉地区是河网区和滨湖区，具有水生和陆生生物生存和繁衍的环境。其北的广大地区则是冲洪积平原。

（五）早第三纪古地理环境

1. 始新世（紫泥泉子期）

气候变得更干热，准噶尔湖盆进一步向南收缩，仅占据南缘一带，呈孤立的、浅而咸的小湖群，砂泥岩中夹有石膏盐沉积。盆地北半部遭受风化剥蚀，下第三系不全。

2. 始新—渐新世（安集海河期）

古气候转为湿热，降水量增加，河流发育，统一的淡水湖盆形成，并逐渐扩大，出现了面积约165平方千米的半深湖区（在独山子—安集海—玛纳斯—呼图壁连线两侧），湖中有机质含量十分丰富，具有保存条件，是生油的有利地区。在盆1井和玛纳斯发育着河湖三角洲相，都伸入浅湖相区，为既可生油又可储油的相带，故沿盆1井—玛纳斯连线两侧约40千米的范围内，是寻找安集海河组原生油气藏的理想地区。沿安集海河和呼图壁河两侧可能会找到与安集海河组湖相砂层、浊积砂层有关的原生油气藏。

（六）晚第三纪古地理环境

1. 中新世早期（沙湾期）

沉积盆地扩大，湖域也相应扩大。盆1井以北主要是冲洪积扇裙带和冲洪积平原分布区。有机质保存条件差，生油的可能性小，但在堆积速度快的河湖三角洲相区，有可能生成天然气，并可能聚集与保存下来。在安集海河、玛纳斯河和盆1井南、户1井东南有河湖相三角洲相分布，在这些地区有找到与安集海河组生油层有关的次生油气藏的希望。

2. 中新世晚期（塔西河期）

湖域面积有所扩大，有机质丰度与保存状况与沙湾期基本相似，是一个尚未成熟的生油层，但有可能生成天然气（主要是甲烷）。

3. 上新世

早期湖盆继续扩大，中期可能湖盆退缩、分割，晚期进一步分割成数个小的半咸水湖，呈串珠状分布于半荒漠—半草原的冲洪积平原上。四周的物源区仅北天山剧烈隆起成高—中山区。

三、沉积发展史

石炭纪时，准噶尔盆地尚未形成，它的地域及东、西准噶尔界山和北天山，几乎全被海水所占据。

在晚石炭世晚期，东、西准噶尔界山在隆升并遭受剥蚀的背景下，于早二叠世初发生强烈的构造运动，它的主要表现形式是大规模的断裂活动，伴随着剧烈广泛和频繁的火山活动。其结果是复杂与强化了石炭纪形成的构造格局，隆者更隆，陷者更陷，并有新的断裂与断陷产生，形成了准噶尔盆地的雏形。在其分割孤立的山前和山间断陷中堆积了巨厚的火山磨拉石建造，近火山源区是以陆相中—酸性火山岩为主体的粗碎屑岩—火山岩建造，远离火山源则以河湖相碎屑岩为主体的火山岩（火山碎屑岩）—碎屑岩建造。在博格达山和北天山坳陷区，则继承了石炭纪海域的特征，堆积了一套滨海—浅海相砂岩、砾岩、泥岩夹石灰岩和火山岩。乌鲁木齐以西的北天山已隆起成山，海水退出。二叠纪的沉积过程实际上是统一沉积盆地的过程。早二叠世盆地的分割局面，到晚二叠世基本得到统一，除德仑山—基1井—滴水泉一线尚存断续的山脊将乌伦古断陷和准噶尔盆地主体分割外，准噶尔盆地被三分的局

面已经消失，统一的湖盆已经形成。

二叠纪期间及二叠纪末，虽都有构造运动波及盆地，但没有影响统一沉积盆地的过程。早中三叠世，乌伦古和准噶尔盆地已统一成一个沉积盆地。晚三叠世湖域范围最大，湖水已侵漫了和什托洛盖山间凹地的低凹地区。

二叠纪末，准噶尔盆地北半部经受了一次构造运动，造成西北缘、东北缘和陆梁地区的郝家沟组和黄山街组部分或全部被剥蚀；在盆地南缘，这一运动仅波及西部托斯台地区。郝家沟组很薄，局部缺失，黄山街组顶部有明显的风化痕迹。准噶尔盆地北部在经历了一段剥蚀期后，接受了下侏罗统沉积，其层位比南半部新。

八道湾组沉积时，准噶尔盆地四周河流发育，沼泽广布，既有长年性河流，又有季节性河流；既有扇缘沼泽，又有河曲、河间沼泽和滨湖沼泽。浅湖所占地域甚小。八道湾组在西北缘化石沟有杏仁状安山岩及玄武岩夹层，证明有火山活动。和什托洛盖凹地已完全属于准噶尔盆地的一部分。

三工河组沉积时，准噶尔盆地又一次水进，大致恢复到晚三叠世的湖域面积，半深湖域面积基本相当。在德仑山三工河组内有凝灰岩，西山窑组不整合（深底沟剖面）在三工河组上，证明在三工河沉积期间，西北缘有断裂和火山运动，是影响较剧烈的地区；前西山窑期地层形变，而造成局部不整合。晚期湖域收缩，到西山窑组沉积时，古地理景观又恢复到八道湾期的情景，是河流和沼泽发育时期，仅有面积很小的浅水湖泊或沼泽。

西山窑组沉积期末，构造运动波及准噶尔地区。西北缘不整合沟的不整合，东北缘石树沟统不整合在下伏地层上，南缘西部托斯台地区头屯河组与下伏地层的假整合，都是这一运动的反映。在盆地中央可能造就了三个泉—盆1井的弧形低隆起带，这个低隆起带将准噶尔盆地分成南北两部分，奠定了中上侏罗统沉积时的古地理格局，在统一的浅水湖泊中发育着三个泉—盆1井湖中沼，在中上侏罗统沉积过程中，这个低隆起带逐步成长，沉积物很薄。

中晚侏罗世末，全准噶尔盆地开始了新的构造运动，盆地抬升，湖域缩小，进而消亡。在盆地南缘、东北缘、西北缘和盆地中央的三个泉—盆1井隆起带，都有这次运动的痕迹，即较多的中上侏罗统被剥蚀。其中西北缘被剥蚀最多。

吐谷鲁群沉积时，准噶尔又一次大规模水进，与晚三叠世湖域相近，但它以浅水湖为主，在三个泉—盆1井弧形隆起带的南侧可能存在一个半深湖区。

晚白垩世湖盆骤然缩小，可能仅在南缘保持很小的浅水湖区，这可能与古气候变得更干热，降雨量稀少，地表径流量也变小有关。盆地北半部为冲洪积平原与滨湖所占据。晚白垩世末，整个盆地进入强烈而明显的构造运动中，在盆地南缘西部托斯台—托托缺失东沟组，吐谷鲁群也仅保存清水河组和呼图壁组，缺失胜金口组、连木沁组的全部和紫泥泉子组的绝大部分。西北缘基本上全部缺失紫泥泉子组和安集海河组，上白垩统也保存不全。东北缘缺失下第三系，上白垩统也保存不全。南缘东部（奇台高地上）缺失下第三系和上白垩统，吐谷鲁群也保存不全。大小陆梁区也缺失下第三系，上白垩统保存不全等，就是这个运动的真实记录。

古新—始新世，准噶尔盆地北半部是一个风蚀平原，没有接受沉积，就是南半部的奇台高地和托斯台—托托也基本上是剥蚀区，该时期以呼图壁—玛纳斯为沉积中心，湖域很小，可能是浅水—半咸水湖泊。

渐新统沉积时，气候变潮，降雨量增加，地表径流量增大，湖水淡化，湖域扩大，湖水变深，出现了半深湖区，湖中生物繁茂，但也只限于盆地的南半部，北半部仍然为风蚀平

原。

中新统沉积时，整个天山区开始剧烈隆起，河流发育，流程、流量、搬运量剧增，浅湖域扩大，沉积范围扩大到北半部，主要是冲洪积相群分布区。

上新世初，湖盆可能继续扩大，仍然是浅水湖泊。中晚期，由于气候变干旱，降雨量减少，河流流量减少，湖盆变小、变浅，最后分裂成数个小而孤立的半咸水、浅水湖泊。准噶尔盆地晚古生代—新生代沉积演化过程对生油岩系的生成与保存具有重要意义。

第四章 构 造

第一节 大地构造背景

一、大地构造位置及盆地地壳结构

准噶尔盆地镶嵌在天山、东—西准噶尔界山及阿尔泰山之间，是典型的中间地块盆地。从它的演化史和构造发育史来看，又是一个大型的复合叠加盆地。它地处中亚内陆，在前中生代时期，本是哈萨克斯坦板块东延部分。哈萨克斯坦板块“北东以克拉美利—额尔齐斯—斋桑缝合线与西伯利亚板块拼接，其南和西部以甘肃北山—南天山—东乌拉尔山为界，与塔里木—中朝和东欧两板块相邻”（即从槽台观点讲，属北亚陆间槽区西部）。作为准噶尔盆地基底的古地块是包含在哈萨克斯坦板块内为数甚多的古陆块之一，是陆间海槽区的一个较大的古陆块。在早古生代时期，巴尔喀什及准噶尔—吐哈、科克切塔夫、乌鲁陶、克齐尔库姆、木尤恩—中天山等都是离散型的古地块；中晚石炭世北亚陆间海槽收缩聚敛碰撞（天山、阿尔泰地槽回返成山），这些分散的古陆块则被镶嵌于劳亚板块之内，以一个中间板块的形式而出现。自中生代始，准噶尔盆地全面进入了内陆盆地的发育时期（图2-4-1）。

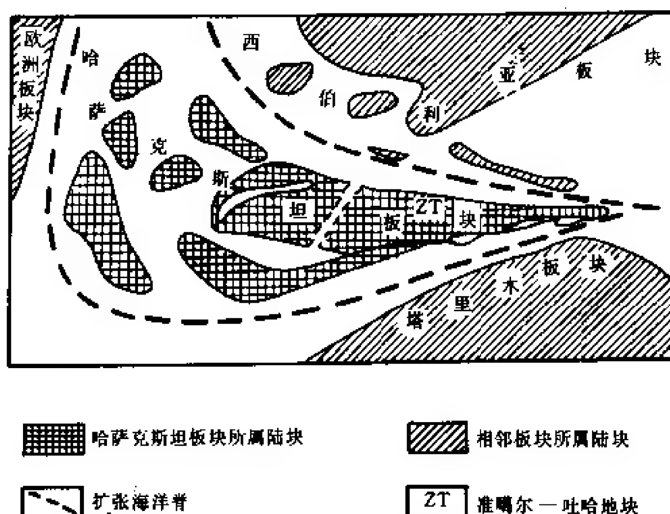


图 2-4-1 早古生代时准噶尔及邻近各陆块相对关系示意图

中国科学院北京地球物理研究所采用盆地边缘 5 个地震台站，11 个深源远震资料，做出了直达 P 波的综合地震图；从而将各台站地区地壳及上地幔介质结构，自上而下分为 9 层（表 2-4-1）。

结合磁力资料综合解释如下。

第 1 层：无磁性的沉积层，在盆地中为上二叠统以上地层，平均密度 2.4 克／厘米^3，厚度 2～14 千米。

第 2 层：古生代沉积岩、变质岩、火山岩，上部磁性强，下部磁性弱，密度 2.5～2.75 克／厘米^3，厚 4～10 千米。

第 3 层：前震旦纪结晶基底，由角闪岩、片麻岩组成。磁性强、密度高，纵波速度达 5.96 千米／秒。厚 9～10 千米。

第 4 层：低速层，纵波速度 5.20 千米／秒，比上下皆低。厚 9～10 千米。

第 5 层：可能是闪长岩类岩层，纵波速度及密度均较上覆各层高。厚 12 千米。



表 2-4-1 准噶尔盆地 5 个地震台站地区地壳及上地幔介质结构表

层序 \ 台站 \ P	层厚（km）			P 波速度 (km/s)
	阿勒泰、富蕴	甘河子、乌鲁木齐	克拉玛依	
1	（因各台站均在古生界露头上，故缺此层）			
2	10	7	4	5.02
3	10	9	9	5.96
4	12	9	9	5.20
5	10	12	12	6.25
6	18	18	18	6.60
7	10	10	10	8.07
8	10	10	10	8.01
9				7.93

第 6 层：与玄武岩层相当，厚 18 千米。

第 7 层：上地幔表层，厚 10 千米。

第 8 层：厚 10 千米，纵波速度及密度比上层略低。

第 9 层：为计算模型的最下一层，速度及密度比上层稍低。

根据重力资料计算所得，准噶尔盆地的莫霍面形态大体呈三角形，幔隆与现代自然地理盆地对应，周边与褶皱山地相一致的为幔凹区；幔隆最高部位在玛纳斯湖一带，埋深 44 千米，向南缓斜呈幔坡状。莫霍面的此种变化既反映了盆地边缘地壳的重力均衡影响，也反映了盆地内稳定地块受其周围地壳的挤压。

1982 年，新疆石油管理局同地质矿产部 909 航磁队合作完成了准噶尔盆地 1∶20 万航磁测量。通过拟合区域磁场和滤波等数字处理，天然地震台站观测计算确定的低速层以上的上覆地壳，清楚地分离出两种不同类型的航磁异常场，即：

由前震旦纪结晶基底引起的区域磁场也近似三角形，基底起伏的总特征是盆地中央偏西地区较高，周边坳陷较深，磁性顶界面深度为 15～18 千米。

由基底构造引起的局部异常，主要是由石炭系中基性火山岩所引起，异常小而分散，但也有呈带状分布的规律性，与基底断裂相依存。

石炭系以上地层在盆地中的分布、接触关系、地震反射资料与地层层序对应关系如表 2-4-2。

二、边界条件及演化背景

据现有资料，准噶尔地块的边界略大于现今的自然地理盆地。在研究此问题时，航空磁测（包括石油航磁、金属航磁和天山构造航磁）资料，提供了非常丰富的信息。

地块的北部边界和南部边界均以明显的磁场特征作为佐证。

北部以得仁格里登—吐丝托依拉断裂、洪古勒楞－和布克赛尔断裂、谢米斯台—巴尔鲁克断裂为界。界外的磁场以正值为主，变化剧烈为其特征，是在前震旦系背景磁场的基础上又经海西期磁场改造所致，属双层磁性结构的构造区，内侧磁场宽缓具地块磁场特征。

扎依尔山原属巴尔喀什地块陆缘古生代沉积区，后经逆冲推覆于准噶尔地块边部。地震资料证实扎依尔山前克—夏断阶带为推覆滑脱的薄壳构造带，直接查实的水平滑距达 25 千米。据地质矿产部地质科学院吴志宣等对达尔布特超基性岩体的古纬度测算结果表明：岩体

生成时的纬度为北纬 47°，而现今为 45°30′，发生了 1°30′ 的纬度南移；又据新疆地矿局江远达资料，位于达尔布特断裂带和萨尔托海的超基性岩体，经钻探发现是无根的岩体。由这些岩体引起的串珠状局部磁异常，经上延处理后皆已消失，代之而出现的则是一个完整的负值背景磁场与扎依尔山完全对应，正的区域重力场也与它吻合。因此，整个扎依尔山应属前陆带推覆滑脱体，一般文献上强调的达尔布特断裂带，从其两侧的重磁力场面貌无明显差异分析，它可能是另一后置叠加推覆体的前导段，并非什么转换断层或地块边界断裂。

表 2-4-2 地震层序与地层层位对比表

界	系	地层系统 群（组）			波组代号	接触关系	构造演化
新生界	第三系						收缩
					E^{t1}	局部不整合	
中生界	白垩系	吐谷鲁群					坳陷阶段
					K^{t1}	不整合	
	侏罗系	喀拉扎组					
					J^{t5}	局部不整合	
		齐古组					
					J^{t4}	局部不整合	
		头屯河组					
					J^{t3}	局部不整合	
		西山窑组					
		三工河组					
					J^{t2}	局部不整合	
		八道湾组					
					J^{t1}	不整合	
	三叠系	白碱滩组 克拉玛依组	小泉沟群				
		百口泉组	仓房沟群				
					T^{t1}	不整合	
古生界	二叠系	乌尔禾组	平地泉组	上芨芨槽群			裂陷阶段
					P^{t2}	局部不整合	
		夏子街组	将军庙组				
					P^{t1}	不整合	
		风成城组	金沟组	下芨芨槽群			
					C^{t1}		
		佳木河组					
	石炭系						
					C^{t3}	不整合	

南部边界在哪里?在没有可靠资料的情况下众说纷纭：有一种意见认为在乌鲁木齐—独山子公路附近，更多的意见认为以天山边上地面所见控制中新生界的断裂为界比较适宜。自从近期地质矿产部航磁大队在天山地区做了 1∶100 万的构造航磁并与准噶尔盆地石油航磁两种资料拼接成统一的图幅之后，便真相大白。

南部边界是以一条西起阔尔图南面，大体上沿伊林黑比尔根山—博格达山方向延展的“S”型磁力高带为界。界北磁场变化宽缓，近南北走向具地块特征，界南磁场正负相间，条带状展布，走向近东西，具槽区特征。两种性质截然不同的磁场特征，在安集海至天山之间表现得最为典型。地块的东界和西界具体位置尚缺乏物探资料，有待进一步研究。

本文所定地块外围边界，紧接所见的下奥陶统皆为陆缘碎屑沉积，应当看作是准噶尔地块的陆缘标志，也间接说明地块不仅在奥陶纪前就存在，而且是蚀源区。另外，从塔里木盆

地北缘近年来所做地震工作发现，元古界基底之上有较连续的早、中古生界沉积。它的物源又来自何处呢?准噶尔周边各槽区内巨厚的古生界也不会从天而降。从准噶尔西北缘风成城及白碱滩九区下石炭统岩相研究的资料看，无论是粒度变化或稳定矿物分布趋势，都反映出物源是来自盆地内部，说明直到早石炭世时，准噶尔地块区仍有局部的剥蚀区存在。从发育在西伯利亚南缘图瓦地区的图瓦贝牛物群（志留纪）可远涉重洋而出现于克拉美利山南坡及莫钦乌拉山的志留系中，而不能迁居近在咫尺的天山槽区来看，较合理的解释是准噶尔地块的存在，并在志留纪时仍是被剥蚀的古陆分隔所致。

综上所述，准噶尔地块是属前震旦纪的地块，地块周边可能还存在有未被剥蚀的下、中古生界，自泥盆纪开始，地块大部分地区开始沦陷为陆表海所覆，局部如盆地腹部的磁力正异常高值区可能仍为剥蚀区。

第二节 主要断裂

从盆地构造演化史分析，盆地断裂的形成机理主要是由于海西中、晚期西伯利亚古板块与塔里木古板块相向运移，作用于准噶尔地块，形成外压内张的结果。地块边部断裂为逆冲推覆形式、地块内部断裂则以张裂形式发生。在展布上以北东向和北西向为主，南北向和东西向次之。对盆地的形成、演化、发展起主导作用的大断裂带见图 2–4–2。

一、地块北部边界断裂带

环绕准噶尔地块北部边界的是一条断至上地幔的弧型壳层大断裂带，弧顶凸向北方。东北起于青格里底山，走向先是北西向延展，过德仑山后错位北移，改向近东西连接洪古勒楞—和布克赛尔—谢米斯台断裂，然后转向南西与巴尔鲁克断裂相连，全长约 600 余千米，断面外倾。除吐丝托依拉断裂段外，其余各段均已出露地表，其中洪古勒楞—和布克赛尔段和巴尔鲁克段均有超基性岩相伴。从磁场特征分析，整条边界断裂带同时又是一条超基性岩分布带。位于乌伦古断陷北侧的吐丝托依拉段，经地震验证为一组宽约 500 米，高角度的逆冲断裂破碎带，断面北倾，倾角 70° 以上，断距约 900 米，断开最高层位为侏罗系，白垩系虽未断开，但向上盘急速爬坡；第三系呈水平覆盖，吐丝托依拉断裂带与克—夏断裂带在德仑山东侧以“人”字型相交。前者不仅是乌伦古断陷北侧的边界，而最重要是准噶尔地块北部边界壳层断裂的组成部分，后者则是扎依尔推覆构造滑脱面的前缘断裂带，两者性质截然不同。

二、地块南部边界断裂带

是一条“S”型磁力高带作为标志的壳层断裂带，同时也是一条岩浆断裂带；沿伊林黑比尔根山—博格达山方向延伸，大体上可分西、中、东三段。西段（固尔图河到玛纳斯河之间），走向北西，位于伊林黑比尔根山中，与北天山的海西中晚期超基性岩（σ_4^2）带紧密相伴（相当于独山子南巴音沟蛇绿岩带的位置）。中段（玛纳斯河到乌鲁木齐河之间），走向先是东西，后来扭折向北东，横穿柴窝堡凹陷西部，隐伏于天山山前中生界露头区和第四系覆盖区之下，然后进入博格达山。东段（东经 88° 以东）沿博格达山南麓 C_3—P_1 出露区呈弧型延展（弧顶凸向北方），至柴窝堡凹陷东部收口处的北侧，再往东，磁场有变，走向难定。

三、克—夏断裂带

由克拉玛依—乌尔禾断裂带和夏子街—红旗坝断裂带组成。西南起于克拉玛依南侧，经

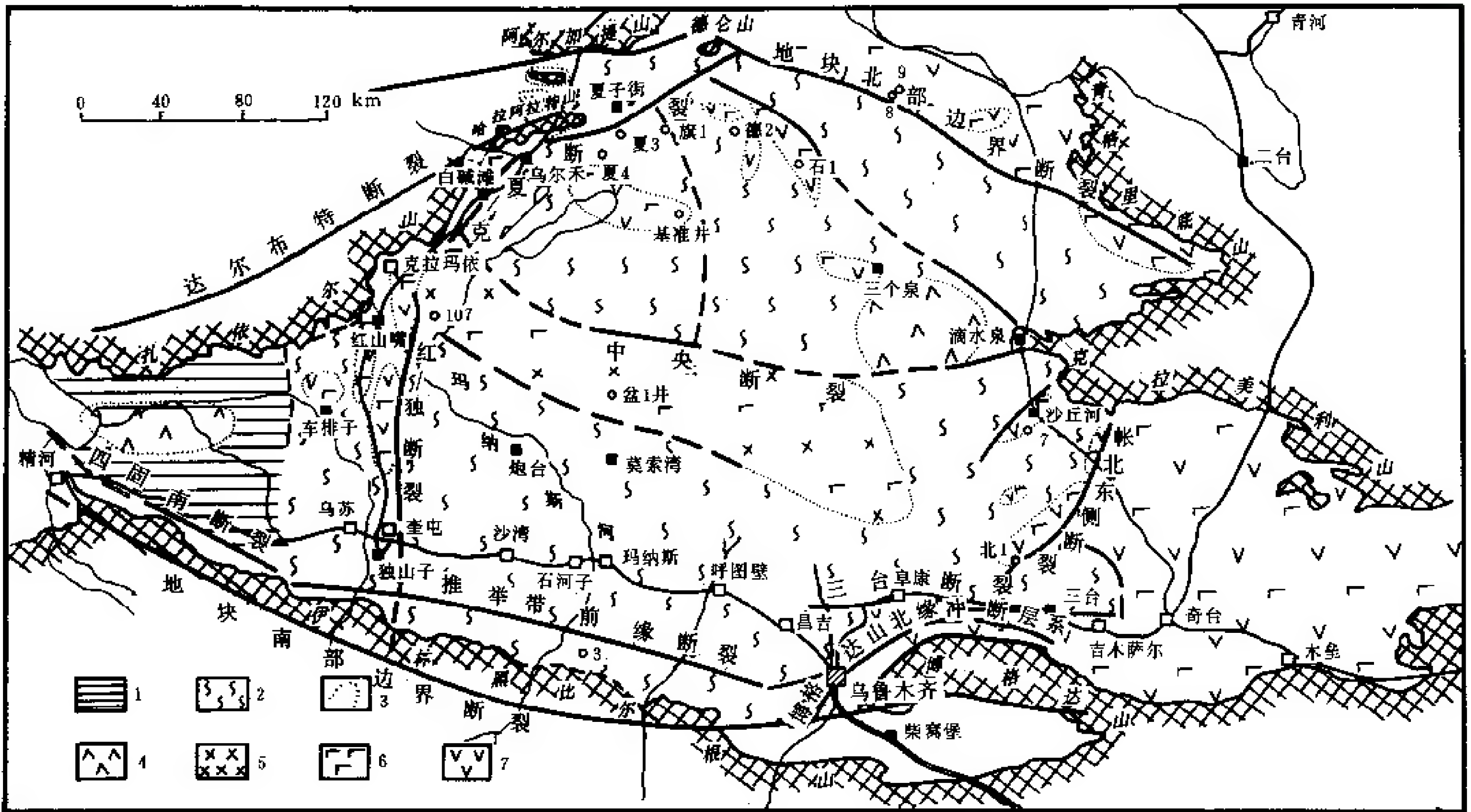


图 2-4-2 准噶尔盆地基底岩性及主控断裂分布图

1—加里东期褶皱基底；2—前震旦纪结晶基底；3—岩性界线；4—加里东期基性侵入岩；5—海西早中期基性侵入岩；6—海西期基性喷发岩；7—海西中晚期中性喷发岩



白碱滩、乌尔禾、夏子街、红旗坝往东在德仑山东侧与吐丝托依拉断裂呈“人”字型相交。全长约 300 千米，走向先北东，后转北东东；是在海西运动的基础上又经印支运动的重复推覆而发展起来，由一系列舌状滑脱体联合组成的巨型推覆构造的前缘断裂带。断开从石炭系（C）—侏罗系（J）四套地层。断面倾向为北西向，倾角上陡下缓（70°～15°）。各种大大小小的舌状滑脱体向盆地呈弧形凸出，从而加大了原有的水平断距。据地震资料，C_{2+3}的水平断距在风成城—红旗坝地段竟达 13～30 千米，在白碱滩地段为 11.6 千米。围绕主干断裂还发育有与之平行或斜交的小断裂，但往深部大小诸断层（包括达尔布特断裂）都收敛，归并为一条低角度的推覆滑脱体断面；而克—乌断裂带则处于最前缘（图 2-4-3）。

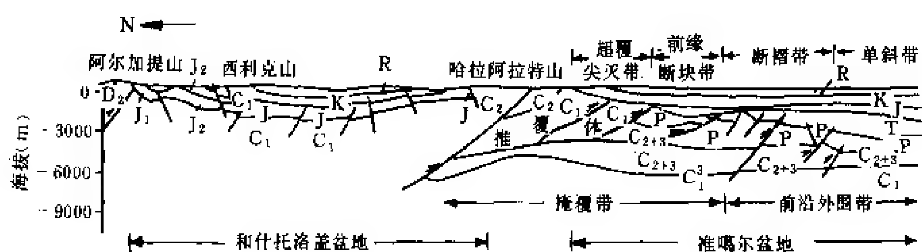


图 2-4-3　风成城—夏子街地区断裂带构造模式图

四、红—独断裂带

北起克拉玛依湖湾区（与克—夏断裂钝角相交）向南过四泉站—奎屯—独山子东侧直插伊林黑比尔根山，全长约 170 千米。据现有资料可分南、北两段。北段：由红车、车前和红东等多组近南北走向（或北东东走向）的断裂组成，各组断裂均由西向东呈叠瓦状逆冲，断面倾角 27°～51°。各组断裂之间还有许多派生小断裂相互切割、交汇、错位，共同组成断裂带的复杂图形。据航磁和钻井资料，沿断裂（尤其断裂的复合交汇部位）普遍有中基性的安山玄武岩浆呈串珠状侵入和喷发，是一条经印支运动改造过的海西中晚期的岩浆断裂带。断裂西侧（上盘）为车排子凸起，白垩系、第三系直接超覆在奥陶系、志留系之上；断裂东侧（下盘）与莫索湾隆起相连。南段：断裂性质是否与北段相同尚无深层地震资料验证，难以确定，但其往南去向据最新航磁资料已暴露无遗，即过独山子后可直插伊林黑比尔根山与地块南部边界岩浆断裂带几乎成垂直相交。

五、固南断裂

属区域性断裂，为车排子隆起与天山之间的分界断裂。走向北西西，已有地震资料控制段长约 50 余千米。西段就其趋势可直插阿拉山口南侧，倾向南西，倾角 50°～60°；石炭系地层落差大于 7000 米。东端于托斯台地区已出露地表，与一北西向的天山边界断层相连。该断裂形成时间可能很早，印支、燕山期处于休眠状态，喜马拉雅期复活，强烈推举造成北天山西段的现今地貌景观。

六、推举带前缘断裂

西起托斯台，东到乌鲁木齐，有可能同阜康断裂相连，属区域性断裂（图 2-4-4）。三叠系及中下侏罗统沉积时为断面南倾的生长正断层，燕山第一幕（YS_1）开始反转活动并形成第一排构造雏形，喜马拉雅运动中大落差推举，最大垂直断距可达 4600 米。断面南倾，倾角 65°～85°，北西西向延展，总体走向与天山呈 10°～15°夹角，在探区内全长达

240千米。该断裂还具有明显的左行走滑活动特征；其上的左列雁阵分布的第一背斜带就是证明；地面上虽未出露，但与第一排背斜北翼地层近似直立的陡带相当。

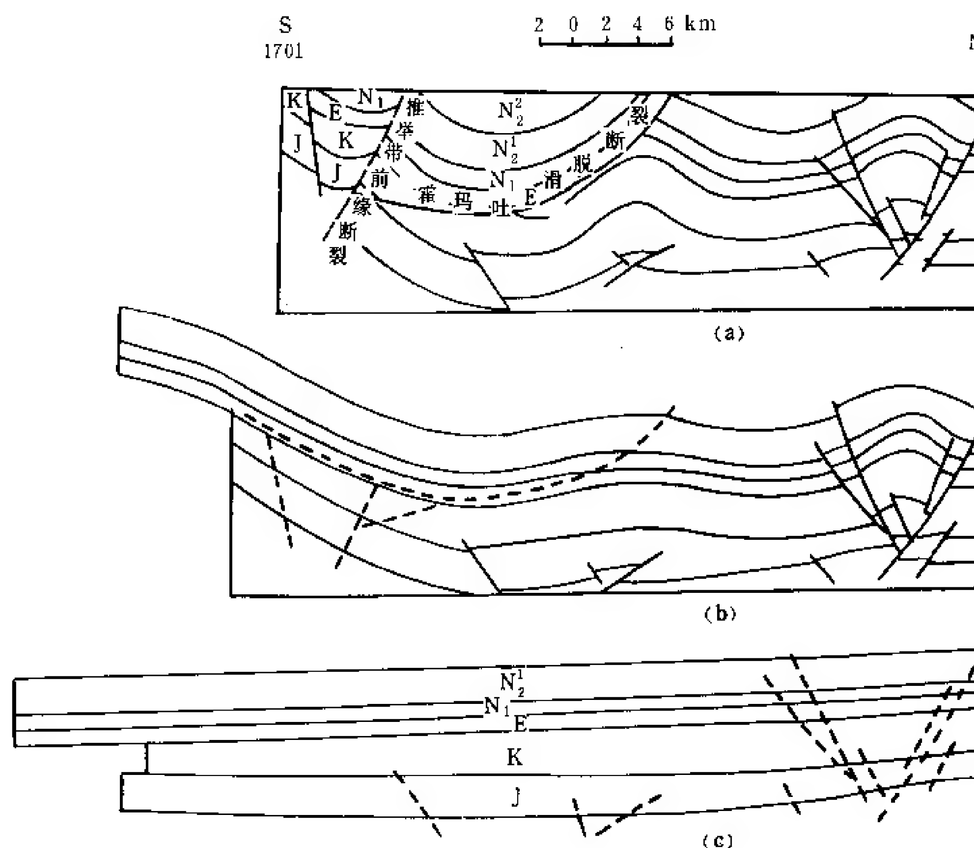


图 2-4-4 AN8538 测线地震地质剖面的复原图

七、博格达山北缘冲断层系

自南而北由东山、乌拉泊、妖魔山、阜康4条依博格达山弧型凸刺分布的冲断层组成。剖面形态为典型的前缘叠瓦扇，皆向南倾，上陡下缓归一于二叠系下部的滑脱面，其间的冲断席从南往北由二叠系、三叠系、侏罗系及第三系组成，前缘的冲断席内褶皱及次级派生断裂发育。

八、帐北东侧断裂带

位于帐北断褶东侧，北东向延伸，是一条对中生界和二叠系起着控制作用的断裂带。经地震资料验证，断裂中段由于青格达—吉木萨尔断裂的错断，将帐北断裂分为互不相连的南、北两段，北段称帐东断裂，南段称西地断裂。

九、三台断裂带

是地震工作于1982年确定的一条逆掩断裂带，断面南倾，倾角大于45°。东起吉木萨尔县城以北，西至昌吉九运街（据重力资料解释还有向西延伸的趋势），全长逾百千米，东段断开二叠系、三叠系，而西段则已断开侏罗系。该断裂不仅是吉木萨尔—阜康凹陷与三台凸起两个二级构造单元之间以断裂为标志的分界线，而且据北1井和吉3井井下资料分析，它还是一条二叠系不同相属的分界线。断裂以北，二叠系属克拉美利型，以南二叠系属南缘型。

十、中央断裂带

是海西中期扎依尔裂陷槽在回返过程中伸进地块内部的一支残臂（仅有重、磁力资料作依据），在两侧产生有张性正断层。由于它的切割把地块分解为南北两部分。两断裂之间因崩解、陷落形成坳拉谷型上古生代断陷，并将盆地腹部上古生界盖层构造改造成隆坳相间的格局。

第三节　构造带及局部构造的形成与分布

准噶尔盆地局部构造发育，地质、重力、地震方法发现和证实的构造有147个，其中有37个局部剩余重力异常尚有待地震工作查实。天山山前、帐—北地区背斜构造成排成带定向分布，下文中将以构造带概括叙述。盆地腹部及北部、西部地区属较稳定地区，局部构造的形成与分布归于成因分类中描述，盆地中某些具有潜山性质的潜伏隆起带，其形态和演化归属于构造单元及性质一节中叙述，以免重复。

一、乌鲁木齐以西天山山前构造带

乌鲁木齐以西的天山山前，见有三排由23个背斜呈雁列组合式的构造带。三排构造之间为宽缓的向斜连接。背斜的一般规律皆表现为南缓北陡。南翼倾角40°～45°，北翼倾角可达70°～80°。第二排构造相对较平缓并近似对称，北翼略大于南翼4°～5°。其共同特点是沿轴面皆有南倾逆断层。由于以上特征，前人大都认为它是由于天山的单向挤压力而形成的。

近年来做过高精度数字地震工作之后，对此构造带有了更进一步的认识，深、浅层构造组合已基本明晰，成因机制初步搞清，特别是对霍玛吐滑片及深部断裂反转活动的认识，是此带构造研究的新进展之一。

（一）霍玛吐滑片

定名是由于该滑脱体前缘冲压带正处于霍尔果斯、玛纳斯、吐谷鲁背斜上，故摘其字首拼集而命名。该滑片是由前缘冲压带、水平滑脱带及尾部卸载区三部分组成，霍、玛、吐三个构造的地表形态，地震资料证实为夹持在冲压带前缘的"Y"字型断裂内的席状夹片，是重力滑脱的倒叠层序，而在其1.5千米之下的上述三个背斜全为宽缓完整、两翼倾角差不足5°的对称背斜。该滑片翼展长140千米，滑片长28千米，滑片高3.5千米，滑移距8～13千米，失稳临界角5°～6°，滑脱面为安集海河组（$E_{2-3}a$），见图2-4-4。

（二）构造反转为南缘特殊的构造活动形式

南缘有两条对形成三排背斜带起控制作用的断裂，即：其南为推举带前缘断裂，其北为独山子—安集海断裂。在印支和燕山早期皆为南倾生长正断层，表现为断裂南侧相应地层的加厚；此时期整个南缘处在南北向扩展的裂陷时期（正是影响该区构造运动的古特提斯洋扩展时期）。燕山运动时期（主幕为J_3与K_1之间），首先是推举带前缘断裂反转推举（此时正对应于古特提斯洋的闭合碰撞期），也正是第一排背斜带雏形期；喜马拉雅期由于新特提斯洋的闭合，印度大陆的碰撞波及南缘，从而使上述断裂大规模地逆转推举，使独山子—安集海断裂右行走滑，推举带前缘断裂左行走滑，于是处在这对力偶中的坳中背斜带同直接覆盖在两断裂之上的背斜带同时定形，构造组合同受力是一致的。

（三）构造形成机制分析——浅层重力滑脱、深层扭动机制

此处是以特提斯构造域为背景场，把准噶尔、天山、塔里木连为一体考虑，从西部地壳

的非均质性出发提出的。打开中国西部地质图最令人瞩目的现状是天山呈横卧的X状夹持在准噶尔与塔里木盆地之间。天山中西部的伊犁盆地和东部的吐鲁番—哈密盆地呈楔形对应楔入，这一事实既构成了基本构造受力框架，又体现出人们常讲的我国西部地壳的非均质性。从以上考虑可以设想，无论是新老特提斯洋的闭合及喜马拉雅期印度大陆的碰撞，南来的挤压力受托于菱形的塔里木地块，作用于“X”型的天山时，这种由南而北的正压力必然为天山北西西向断裂右行走滑、北东东向断裂左行走滑而调整再分配。天山南北必然表现两种构造体制，两种构造景观。其南库车地区由于塔里木地块的冲压力而出现大规模推覆构造，地面构造就是说明，有些地质家估计推覆距离不小于50千米。其北的准噶尔盆地南缘，在北东东向断裂左行走滑下形成了第一排、第二排构造的左列组合。在北西西向断裂控制下形成第三排构造的右列组合。这种分析在国外被称作“破冰船理论”或曰“滑移线场理论”。用在本研究区，无论从宏观或者到局部的背斜组合形式有着极好的一致性，这正是本文所坚持的观点（图2-4-5）。

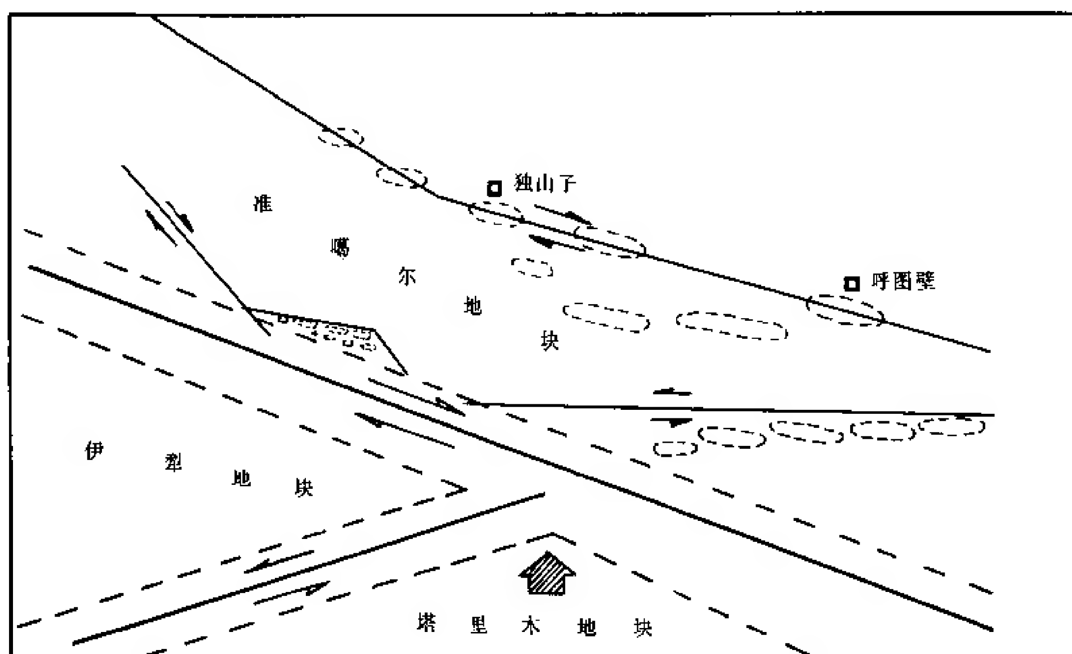


图2-4-5　准噶尔盆地南缘西部力学机制分析示意图

二、博格达山山前挤压构造带

博格达山前另是一番构造景观。褶皱断裂依随博格达山向北的弧形凸刺顺势展布，西起妖魔山背斜，东至大龙口、水西沟背斜，共见28个背斜构造，一般特点是：顶部稍缓向两翼变陡立，两翼倾角一般为45°～60°，甚至反向倾转。背斜与向斜之间皆因挤压共紧很难见到完整的波状连接，其间往往多为断层转换。背斜轴及断层皆呈弯曲状延伸，两翼倾角时大时小无定式。印支期初具雏形，燕山期进一步强化。这里的构造系由单向挤压应力造成的。其一是在塑性基础上发育，其二是参与变形的是一套厚达万米的复杂地层。因之，设想博格达山前区的构造浅、中、深层之间可能存在巨型的构造层理——剥层构造或曰薄壳构造。从博格达山前地层剖面分析，上二叠统油页岩组、上三叠统小泉沟群均有巨厚的可塑性

页岩层，是理想的滑脱层。所以设想此区可能存在1～2个滑脱层面；下部的滑脱面其深度在4000～4500米左右，是以上二叠统油页岩组作滑脱面；上部以上三叠统小泉沟群构成的滑脱面深度在2500～3000米之间。这种推理可初步由J8305剖面南端的地震反射资料得到证明。那里浅层由第三系组成的大龙口向斜之下，可隐约地见到由三叠系及二叠系组成的背斜构造；深浅层构造之间正如人们所说的象反扣的"两口锅"，以石油勘探为目的的钻探更应注意深部（图2-4-6）。

图2-4-6　博格达山前推覆构造模式图

三、沙—帐背斜带

准噶尔盆地东部的构造一反常态，并不与周边褶皱山脉平行分布，而是呈北东向与克拉美利山近于直交，与相依随的主控断裂帐篷沟东侧断裂、沙西断裂、滴水泉断裂平行。北部亦可分为三排呈左列雁阵分布的背斜带。其东为帐篷沟背斜、青格达背斜，中部为火烧山背斜、火南背斜，其西为沙丘河背斜、沙南背斜、沙丘背斜，向南则集束归结于北三台构造。上述背斜的形态多为短轴或穹隆，成因各异，但多数是在侵蚀残丘的基础上与生长和披覆相关的背斜，并同主控断裂的左行扭动相依，形成时间相对较长。此区在二叠系沉积期呈北西西向坳隆相间，印支初期由主控断裂初始活动而北东向切块，因之出现了一些呈棋盘式分布的遭侵蚀的鼓丘。该区的背斜多是在这些鼓丘的基础上发展的，印支、燕山期主控断裂左行活动加强，致使披覆盖层出现左列式改造排列。燕山主幕侏罗纪末、白垩纪初活动最强，致使多数背斜顶部又受侵蚀，白垩系呈水平状铺盖在夷平面之上。

四、局部构造成因

盆地中除环周边所见的各类与挤压、扭动有关的前述构造带的构造外，在盆地腹部及北部所见皆属重力作用构造。按所受控的重力因素可分为下述几种。

（一）生长背斜型

主要分布在盆地腹部的稳定区，属基底控制型。初步查明的此类构造有：玛湖背斜、莫索湾背斜、彩中隆起1号背斜、石英滩背斜、石南3号背斜、石南3号西背斜。沙—帐地区有：沙南背斜、沙丘背斜、帐2号背斜等。其特征是面积大——闭合面积皆在100平方千米或更大，闭合幅度皆大于400米，形似穹隆，构造完整。它是在沉积作用同基岩生长作用同

步进行的动态环境中形成的，它常与油气生成、运移、聚集的搭配关系为共成熟型。结合盆地腹部构造运动的历史分析，在二叠纪初，它的基岩内核（残丘）属潜山性质，上二叠统沉积时及印支期为主要生长期，到燕山晚期休止。因之表现为各层圈闭幅度下大上小，到晚侏罗世基本抹平的规律性。当基岩生长速度超过沉积速度时，则顶部可以出现冲刷或剥蚀缺失，如石英滩背斜、帐2号背斜、沙丘背斜顶部的二叠系、三叠系或缺或残。

（二）披覆背斜型

主要分布在盆地腹部及三个泉隆起上，东北缘及西北缘也常见。如陆南1、2、3号背斜，三个泉北鼻隆，五彩湾鼻隆以及腹部尚未被地震证实的某些重力高皆属此。它是在石炭系侵蚀不整合面的残丘基础上发育的。重力的构造作用亦属基底控制型，它们不同于生长背斜型的区别是：它是由差异压实而形成的，是在静态环境下生长的。在沉积初期它的内核属潜山性质，当残丘被掩埋之后压实作用方可进行。故严格地讲，披覆背斜是单指上覆层中的构造而非残丘本身。此类构造形态各异，闭合幅度较小，一般均不超过200米，幅度也是下部层位大、上部小，直至抹平；在上覆层中，地层一般均为连续沉积，无冲刷现象，仅表现出顶部薄、两翼厚的一致性。由于此类构造在成因上的局限，只能形成中小型油藏。

（三）挤出构造型

是挤出还是挤入有待推敲，但都是在重力作用下由于岩层之间密度差异所引起的浮力造成的；也可由于岩层之间的塑性流动而造成。在准噶尔盆地中尚未有人报道过此类构造，本文首次提出的北小渠子穹隆、北三台构造就是属塑性挤出和基岩底劈相类似的挤出构造。北小渠子穹隆地处山前区，但形态脱群，分析其原因，系上二叠统油页岩组塑性挤出所致。北三台构造被某些研究者误判为潜山构造而出现差讹，从平面图上看，二叠、三叠及侏罗系皆因被侵蚀削顶呈环状分布；白垩系覆盖在削顶的夷平面上。这说明北三台构造在二叠、三叠纪时仅有一个石炭系内核，只是到了侏罗纪末期由于基底底劈型挤出才形成幅度达4000米的底劈穹隆，被夷平后才接受到白垩系水平盖层。北三台构造上4条放射状分布的断裂就是这种底劈作用的证据。再从盆地内重力解释资料分析，也可得以说明：石炭系顶界面以下岩石相对密度值为2.67，用此值计算的盆地内其他局部异常埋深值皆与地震和钻井资料相符合，唯在北三台构造却偏深4000米，而此数正好与北三台构造幅度值巧合，究其原因，可能是北三台构造系局部热点效应使基岩相对密度下降到远小于2.67以下，故而上浮形成底劈构造。

此类构造的特点是：幅度极大，多为穹隆，油气聚集多在翼部悬挂。盆地中某些幅度甚大的局部重力异常可能属此类构造，今后勘探应予注意。

（四）层间滑脱型

重力作用下由层间滑脱而形成的构造是最引人注目的。在盆地中可确认的是霍玛吐滑片、呼图壁背斜及盆地中呈南北向分布的局部重力异常高（多呈南北向鼻隆）。后者分布与盆地呈2°～3°南倾的大斜坡一致，其形成无疑是由于盖层滑脱速度在横向上的差异而成。呼图壁背斜地处天山山前第三排构造，地震Q010线查实其深部形态其轴面北倾，高点北移，此种现象与众口一词的山前构造的规律不符。合理的解释应当是斜坡上的重力滑动模式，即基底粘滞性大，层间滑动速度上大下小而造成。此类构造在已被地震资料证实的孚远背斜也有显示。认识此类构造的实践意义很大，在设计井位时就不会陷入所谓山前构造一般规律的盲目性。具体情况见表2-4-3。



表 2-4-3　准噶尔盆地局部构造要素表

一级构造分区	圈闭			地质层位	圈闭要素				勘探程度		控制测线	圈闭落实程度	钻探情况
	序号	名称	类型		面积 (km^2)	闭合高度 (m)	高点埋深 (m)	最低圈闭等深线 (m)	阶段	测网 (km)			
沙奇隆起区	1	火烧山背斜	背斜	P	41.8	235	1716	−1325	精查	0.5×0.7　0.7×1.0	M8339　M8404	落实	已钻（6口）
	2	火南背斜	背斜	P	15.2	219	1923	−1650	精查	0.75×1	M8437　M8339	落实	已钻（5口）
	3	火南3井背斜	背斜	P	3.3	63	2077	−1650	详查	1×1	M8446B　M8317	基本落实	已钻（1口）
	4	沙丘背斜	背斜	P	91	1125	1215	−1800	详查	2×3	M8480　M015	落实	已钻（1口）
	5	沙南背斜	背斜	P	99	455	1635	−1600	详查	2×3	M014B　M004B	落实	已钻（1口）
	6	帐2号背斜	背斜	P	83	760	109	−500	普查	3×2	M8448　M8436B	落实	已钻（2口）
	7	沙丘北断鼻	断鼻	P	42	836	1724	−2000	普查	2.5×2.5	M8481　M8472	落实	
	8	青格达断鼻	断鼻	P	31	408	2552	−2400	详查	2×2	M8476　M8480	基本落实	
	9	碱西背斜	背斜	P	14.6	163	1947	−1550	普查	4×4	D8414　D8528	基本落实	
	10	碱水沟构造	背斜	P	308.9	497	1143	−1100	普查	4×4	D8404　D8427	基本落实	已钻（1口）
	11	将军庙北背斜	背斜	P	34.5	42	1708	−1200	普查	4×5	D8408　D8509	基本落实	已钻（1口）
	12	将军庙构造	背斜	P	3.4	57	733	−250	普查	4×4	D8408	参考	
	13	红山背斜	背斜	P	124	541	499	−500	概查	10×20	D8510	参考	
	14	榆树沟背斜	背斜	P	116.4	419	1251	−1000	概查	9×0	D8429　D8510	参考	
	15	三工河背斜	背斜	J	13.1	500	1750	−1250	普查	2.5×3	J8306B	基本落实	
	16	杨家庄构造	背斜	J	3.9	25	2100	−1350	详查	2×2	J8306A	落实	已钻（1口）
	17	泉泉子构造	背斜	J	8	150	2340	−1550	详查	1.2×1.5	J85005	落实	已钻（1口）
	18	小泉沟背斜	背斜	K、J	9.2	125	2350	−1925	详查	2×2.5	J8564	落实	已钻（1口）
	19	东泉背斜	背斜	K	4.6	<100	1696	−1100	详查	1.5×2.5	J8608	落实	已钻（2口）
	20	西地1号背斜	背斜	T、P	12	150			详查	1×1	J8541	落实	已钻（2口）
	21	彩南半背斜	背斜	J、T、P	3.5	30			详查	2×2	M003　W9033	落实	已钻（1口）
	22	彩中隆起1号背斜	背斜	P	25	100			详查	2×2	W8911　W8732	落实	已钻（1口）
	23	西地2号背斜	背斜	P	32	150			详查	1×1	J8240	落实	已钻（2口）
	24	孚远背斜	背斜	J	15	250			详查	1×1	J8305	基本落实	已钻（1口）



续表 2-4-3

一级构造分区	圈闭 序号	圈闭 名称	圈闭 类型	地质层位	圈闭要素 面积 (km^2)	圈闭要素 闭合高度 (m)	圈闭要素 高点埋深 (m)	圈闭要素 最低圈闭等深线 (m)	勘探程度 阶段	勘探程度 测网 (km)	控制测线	圈闭落实程度	钻探情况
乌伦古断陷	25	盐池背斜	背斜	J、T	20	10	4000	−3200	概查	8×10	L8426 L8403	落实	
	26	泉北背斜	背斜	J、T	72	50	4050	−3300	概查	8×12	L8407 L8208	基本落实	
	27	伦2井背斜	背斜	J、T	12	300	1750	−1300	概查	12×16	L8208	基本落实	已钻（1口）
	28	伦3井背斜	背斜	J、T	36	100	1220	−500	概查	12×16	L8208	基本落实	已钻（1口）
	29	红岔背斜	背斜	J	22	250	2050	−1900	概查	20×30	L8426	参考	
三个泉隆起	30	石南3号背斜	背斜	J、T、P	132	400	5300	−5100	概查	6×10	L004	基本落实	
	31	陆南1号背斜	背斜	J、T	108	150	2565	−2300	普查	4×6	L031 L002	落实	已钻（2口）
	32	陆南2号背斜	背斜	J、T	74.8	150	3100	−2700	概查	6×4	L035	基本落实	
	33	陆南3号背斜	背斜	J、T	64	100	3150	−2800	概查	6×4	L013C	基本落实	
	34	石英滩背斜	背斜	J、T	144	200	2650	−2250	概查	6×12	L8114 L8536	落实	已钻（2口）
	35	三个泉背斜	背斜	J	216	100	2450	−2100	概查	8×12	L013E	基本落实	已钻（1口）
	36	三个泉西背斜	背斜	J	38	100	2740	−2100	概查	6×10	Q02 L011	基本落实	
西北缘冲断带	37	风成城南背斜	背斜	P	40	150	4100	−4000	详查	1×1.5	MA003 F8103	落实	
	38	新光背斜	背斜	P	39	150		−3600			H025 C052	落实	
	39	夏子街背斜	背斜	P	15	50	4250	−4300	详查	1.5×2.5	X8102 X8115	落实	已钻（1口）
	40	风3井背斜	背斜	P	21	400	2900	−2950	详查			落实	已钻
	41	风5井背斜	背斜	P	10.5	250	3080	−2900	详查			落实	已钻
	42	风14井断鼻	断鼻	P	4.58	450	2790	−2900	详查			落实	已钻
玛湖—漠区坳陷	43	玛湖背斜	背斜	T	33	73	3887	−3700	普查	2×3	MA8914F MA8925F	落实	
				P_2ur	45	106	4904	−4680					
中央隆起带	44	莫索湾背斜	背斜	J	72.5	102	5278	−5000	详查	2×2	P8902 Q08A	落实	已钻（1口）
				T	92	56	6224	−5900					



续表 2-4-3

一级构造分区	圈闭			地质层位	圈闭要素				勘探程度		控制测线	圈闭落实程度	钻探情况
	序号	名称	类型		面积 (km^2)	闭合高度 (m)	高点埋深 (m)	最低圈闭等深线 (m)	阶段	测网 (km)			
乌鲁木齐山前坳陷	45	昌吉背斜	背斜	J	14	400	3490	−3400		0	N8619S	参考	
	46	齐古背斜	背斜	J	87	1600	1980	−2400	概查	12×15	N8617S	落实	已钻（24口）
	47	喀拉扎背斜	背斜	J	13	400	2600	−1200		0		参考	已钻（4口）
	48	呼图壁背斜	背斜	$E_3—N_1$	333	400	3000	−3000	概查	8×	N8617 Q10A	参考	已钻（1口）
	49	吐谷鲁背斜	背斜	$E_3—N_1$	183	400	3200	−2800	概查	35×	N8616	基本落实	
	50	玛纳斯背斜	背斜	$E_3—N_1$	335	200	3600	−2800	概查	28×	AN8535	基本落实	
	51	南玛纳斯背斜	背斜	J	11	400	580	+200		0		参考	
	52	清水河断鼻	断鼻	J	16	1600	3150	−2600	概查	12×	N8611S	落实	已钻（1口）
	53	霍尔果斯背斜	背斜	$E_3—N_1$	49	1050	2620	−2800	概查	8×10	AN8538	落实	已钻（10口）
	54	安集海背斜	背斜	$E_3—N_1$	164	1100	2300	−2800	概查	20×	AN8538	落实	已钻（3口）
	55	南安集海背斜	背斜	J	10	200	270	+1200				参考	
	56	独山子背斜	背斜	$E_3—N_1$	143	2600	1760	−3600	概查	6×8	A8601	落实	已钻（73口）
	57	独南背斜	背斜	$E_3—N_1$	27	250	4380	−3600	普查	3×8	AN8603	落实	
	58	西湖背斜	背斜	$E_3—N_1$	210	700	3840	−4000	概查	5×8	A8603	落实	已钻（2口）
	59	卡因迪克背斜	背斜	N、E	9.5	87	3150	−2800	普查	4×9	KA7901	落实	已钻（5口）
	60	高泉北背斜	背斜	$E_3—N_1$	18	250	4400	−4200	概查	4×0	A8608	基本落实	
	61	高泉南背斜	背斜	$E_3—N_1$	13	200	5200	−4800	普查	4×5	A8612	基本落实	
	62	高泉背斜	背斜	N	17.1	220	4780	−4600	概查	8×26	A8525C	参考	
	63	高泉西断鼻	断鼻	J	8	114	5916	−5400	概查	10×20	AN8580C	参考	
	64	艾2井断鼻	断鼻	J	12	100	3450	−3200	概查	5×20	A8526B	参考	已钻（1口）
	65	古尔图西背斜	背斜	N	19.5	50	4180	−3700	概查	19×23	AN8580C	参考	
	66	古尔图背斜	背斜	E	11.1	50	4549	−4050	概查	19×23	A8527C	参考	
	67	四棵树河东断鼻	断鼻	N	82.5	394	5286	−5100	普查	5×5	AN8580C	参考	
	68	四棵树河东背斜	背斜	E	52.6	354	5726	−5500	普查	5×5	AN8580C	参考	

第四节　构造单元划分

一、划分准则

准噶尔盆地是我国西北的大型含油气盆地，二叠纪时它是由几个既分割又联合的大型坳陷和隆起组成的多中心盆地，自三叠系沉积始，才统一成为一个沉积盆地。从盆地的沉积史，深部构造格局、中浅层构造组合，油气生成、运移、聚集的差异性出发，进行了构造单元划分，具体原则和作法如下：

1）一级区以深部大型的坳、隆为基本单元；

2）同一一级区块有着沉积建造，油气生、运、聚的共性；

3）同一一级区有着深浅层构造组合、演化机制的共性；

4）二级区在构造上是考虑同一一级区横向上的差异，含油气有利地带的集散程度而划分；

5）分区边界尽可能利用大型断裂；

6）分区命名尽可能选用已为地质家所接受的习称概念。

从以上原则出发将准噶尔盆地划分为 8 个一级单元和 32 个二级单元（图 2–4–7）。

二、构造单元基本特征

（一）乌伦古断陷

原由重磁力资料所确定，地震概普查之后基本相符。可分为其北的红岩断阶和其南相依随的索索泉凹陷两个次级单元，总面积 16000 平方千米。从深层地震反射资料分析，凹陷内基底未发现错落分割现象，说明了二叠系是在经历了长期剥蚀的夷平面上开始沉积的。二叠系最大厚度可达 2000 米，其以上沉积层总厚在 4000～6000 米左右。乌伦古断陷与三个泉隆起之间，西端以陆北断裂为界，石英滩以东为平缓的斜坡过渡。断陷东端为其北的青格里底山与其南的克拉美利山收敛夹持，呈现向西敞开的古河口三角洲轮廓，其深部隐伏着一致性的夹持断裂。在平面上断陷形态恰似一只北西向的平卧鱼船，剖面上断陷沉积中心紧靠北侧断阶呈不对称的单边断陷形式。北侧的红岩断阶属“A”型冲断带的性质。

（二）三个泉隆起

走向北西，是盆地中一个大型隆起单元，面积 18000 平方千米。由于晚海西及印支期的断裂活动，在正性背景上产生了众多的箕状凹陷，隆凹错断的复杂结构可分的次级单元有：陆顶凸起、石西凹陷、石英滩凸起、陆南长垣、基南凹陷、基东凸起、陆南凹陷、石南 2 号凸起、二南凹陷、二南凸起。凹陷中有相当于下仓房沟群或乌尔禾组上亚组的沉积；凸起上变薄或缺失，仅有上仓房沟群以上的中、新生界覆盖。盖层厚一般 2000～5000 米。三个泉隆起带，在石炭纪时为克拉美利山坳拉谷伸向地块的裂陷槽，中晚石炭世闭合回返，局部构造发育，多为生长背斜及披覆构造。

（三）西北缘冲断带

北东向展布，长 300 千米，宽 20～30 千米。1956 年，地震和钻井资料已初步确认，1980 年进一步明确其属性为薄皮构造——推覆体。这是指二叠纪始到燕山晚期休止，长期发育起来的、由一系列舌状滑脱体联合组成的推覆构造带。因此，在平面上断裂呈辫状分布、弧形延展；剖面上为楔状叠置，断面凹面向上呈犁形。水平滑距可达 25 千米。此带又可分为三个次级单元：克—夏断阶、红—车断阶及车排子凸起，总面积 14000 平方千米。

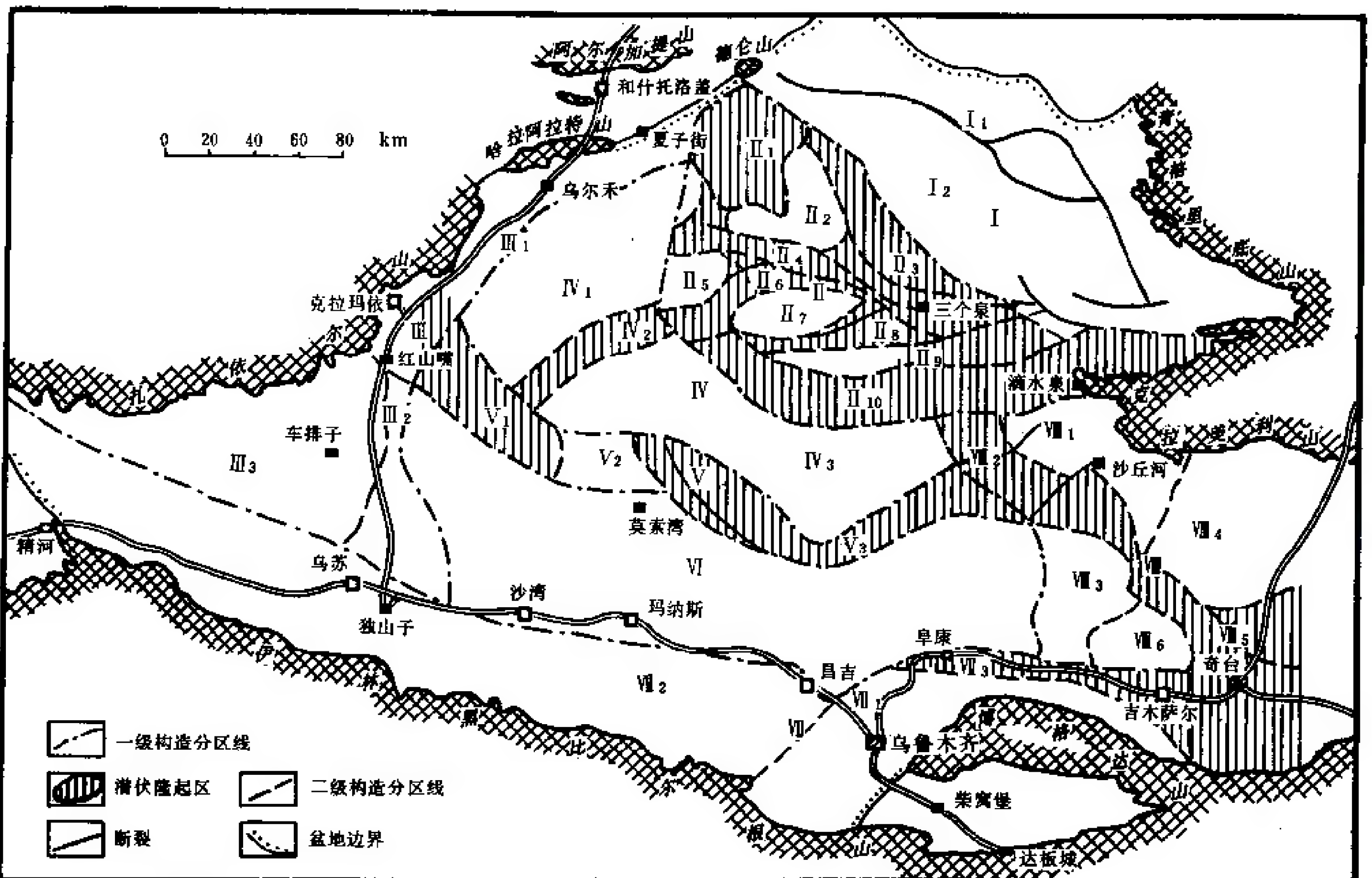


图 2-4-7 准噶尔盆地构造单元分区图

Ⅰ—乌伦古断陷；Ⅰ$_1$—红岩断阶；Ⅰ$_2$—索索泉凹陷；Ⅱ—三个泉隆起；Ⅱ$_1$—陆顶凸起；Ⅱ$_2$—石西凹陷；Ⅱ$_3$—石英滩凸起；Ⅱ$_4$—陆南长垣；Ⅱ$_5$—基南凹陷；Ⅱ$_6$—基东凸起；Ⅱ$_7$—陆南凹陷；Ⅱ$_8$—石南 2 号凸起；Ⅱ$_9$—三南凹陷；Ⅱ$_{10}$—三南凸起；Ⅲ—西北缘冲断带；Ⅲ$_1$—克—夏断阶；Ⅲ$_2$—红—车断阶；Ⅲ$_3$—车排子凸起；Ⅳ—玛湖—漠区坳陷；Ⅳ$_1$—玛湖凹陷；Ⅳ$_2$—达巴松凸起；Ⅳ$_3$—漠区凹陷；Ⅴ—中央隆起带；Ⅴ$_1$—中拐凸起；Ⅴ$_2$—盆 1 井凹陷；Ⅴ$_3$—莫索湾凸起；Ⅵ—昌吉坳陷；Ⅶ—乌鲁木齐山前坳陷；Ⅶ$_1$—博格达山前凹陷；Ⅶ$_2$—安集海—四棵树凹陷；Ⅶ$_3$—三台凸起；Ⅷ—沙—奇隆起区；Ⅷ$_1$—五彩湾凹陷；Ⅷ$_2$—彩南凸起；Ⅷ—帐北断褶；Ⅷ$_4$—大井凹陷；Ⅷ$_5$—奇台凸起；Ⅷ$_6$—吉木萨尔凹陷

此带就其确认时间和探明的油气储量皆远胜于美国西部落基山逆掩带。

(四) 玛湖—漠区坳陷

由玛湖凹陷、达巴松凸起、漠区凹陷三个次级单元组成，总面积13000平方千米。总体上呈北西西走向。玛湖凹陷内有发育齐全的上、下二叠统，总厚可达7000米。有两套可信的生油岩组，二叠系以上的沉积岩总厚6000～12000米。达巴松低凸起缺失下二叠统沉积。漠区凹陷仅有上二叠统沉积，最大厚度可达2000米。二叠系以上的沉积层总厚8000～11000米。玛湖—漠区坳陷是盆地中自二叠纪以来持续性坳陷之一。

(五) 中央隆起带

为北西向横亘准噶尔盆地中央的一个低隆起带，可分为中拐凸起、盆1井凹陷、莫索湾凸起三个次级单元，总面积4000平方千米。莫索湾凸起顶部缺失二叠系，仅有厚度不足1000米的下仓房沟群（P_2—T_1）ch，其上的沉积岩总厚4000～8000米。中拐凸起为北西向的巨型鼻隆，向东南倾伏，二叠系以上的沉积岩总厚4000～10000米。盆1井凹陷为盆地中深凹陷之一，是自二叠纪始持续性发展的凹陷，沉积岩总厚可达18000米，是分割前述两凸起的鞍部沉陷区。因地震工作甚少，其轮廓和边界条件尚不清楚。

(六) 昌吉坳陷

由前人所划的石河子凹陷及阜康凹陷组成，是盆地中自二叠纪始持续性发展的最大坳陷，总面积17000平方千米。二叠系发育，其厚度2000～4000米，沉积岩总厚6000～16000米。该坳陷南部沿乌—伊公路一线，从磁力资料来看，可能为低凸起带，与乌鲁木齐山前坳陷相隔；而对安集海及呼图壁背斜所做的地震测线证实为断层。其南从重力资料来看则为阶梯状抬起。

(七) 乌鲁木齐山前坳陷

该坳陷由自东向西的博格达山前凹陷、安集海—四棵树凹陷及北侧的三台凸起三个次级单元组成，总面积24000平方千米。是一个以喜马拉雅期为主的多旋回山前坳陷。博格达山前凹陷是习惯性通称，其含义不确切。二叠纪初，它本为博格达—吐鲁番—北山海槽的一部分；三叠纪始，由于博格达山回返才具其意。二叠系以上沉积总厚可达12000米，而二叠系厚就有6000米。安集海—四棵树凹陷正如著名地质学家黄汲清教授所言是以喜马拉雅期为主的多旋回山前凹陷。二叠、三叠系不发育；其上地层逐次加厚，总厚可达12000米。四棵树凹陷中上第三系厚可达6000米。总观之，各时代沉积中心有由东依次西迁的规律。三台凸起，二叠纪时为潜山性质，印支—喜马拉雅期被改造为断隆，沉积岩总厚2000～4000米，皆在可钻范围内。

(八) 沙—奇隆起区

为盆地东部呈北西向的隆起区；由五彩湾凹陷、彩南凸起、帐北断褶、大井凹陷、奇台凸起、吉木萨尔凹陷等6个次级单元组成。二叠系在克拉美利山前一线甚发育，厚3000～5000米。向南在沙丘—奇台一线变薄仅有上统存在。印支、燕山期运动强烈，将海西晚期形成的北西向隆凹相间的构造格局，切块改造为北东向的棋盘格子式叠加，总面积28000平方千米。

第五节　盆地构造发育及演化

一、内陆盆地期的形成演化史

(一) 裂陷阶段

时限主要指二叠纪沉积时期。

准噶尔盆地初成于中晚石炭世末，下二叠统是它成盆后的最早沉积盖层。它是在周边海槽闭合碰撞时多向挤压应力场中形成的。因此，就总体成因来讲，不同于我国东部一些拉裂形成的张性盆地而是压性盆地。这里所提的裂陷阶段，不同于某些学者的裂谷阶段，因为裂陷作用在各种构造力的触发下（张、压、扭）或快速沉积加载破坏的均衡作用下都可产生，而裂谷作用则必须是拉张、拱张或扭张才可，而且必须深裂到地幔。

下二叠统在玛湖、五彩湾—大井的巨厚沉积为2000～4500米，是属于"A"型俯冲带相关的前陆带沉积，其岩性为夹有中酸性火山岩的火山碎屑岩，为晚海西运动后期的磨拉石建造。乌鲁木齐—昌吉坳陷及盆1井区的下二叠统沉积区本属残存的泻湖海槽沉积。晚二叠世沉积范围逐渐扩大，分割的局面初步统一，但沉积凹陷仍是由于断裂作用所控制的箕状凹陷，形成大小不等的沉积中心约15个之多。沉积厚度仍以玛湖、昌吉、乌鲁木齐一带最大，为2000～4500米；五彩湾—大井、阜康、吉木萨尔及三个泉隆起带上众多分割性沉积中心厚度介于1000～2000米。上二叠统主要为浅湖到半深水湖相沉积，是盆地中最可信的生油岩。它是由裂陷阶段发展过渡为坳陷阶段的过渡型沉积。到二叠纪沉积结束期，盆地已基本漫平仅有少数几处隆起如三台凸起，陆南长垣仍起分割作用。

(二) 坳陷阶段

时限为印支、燕山运动时期。

二叠纪末盆地中原来隆凹错落的格局已基本抹平；自三叠纪沉积始进入了一个泛准噶尔盆地统一体制下的坳陷发育时期。各时代沉积主要受控于重力的均衡作用，沉积厚度一般表现为由北向南稍增厚，是以盆地腹部的昌吉坳陷为中心的同心式向外减薄为特征。

在漫长的坳陷发育期中还经历了两次较强烈的构造运动——印支、燕山运动。

1.印支运动

在准噶尔盆地表现特征为：盆地周边的主控断裂除了同生性活动外并兼有明显的左、右行扭动，波及盆地腹部则表现为对海西晚期形成的北西向隆坳相间格局的改造，出现了以东经86°为中心的镜像对称，西部为北东向构造，东部为北西向构造；断层、背斜顺势而生，与海西晚期的北东向构造呈棋盘格子式叠加。此种格式尤以沙—奇隆起区最为明晰。印支运动在盆地中还有东强西弱、北强南弱的规律。盆地北缘一些主控断裂还表现出强烈的推覆活动，著名的克—夏推覆体就主要是在印支期形成。

2.燕山运动

燕山早中期运动在盆地内的表现是西强、东弱。盆地腹部由盆1井到滴水泉一带整体上隆，J^{t_3}波组有明显的侵蚀现象，上侏罗统基本缺失。昌吉坳陷西部也大面积缺失上侏罗统。盆地北部及腹部出现了白垩系与侏罗系不同层位接触的区域性不整合。盆地南缘乌鲁木齐以西表现为快速沉降，显示出新的山前沉降中心区；以东表现为博格达山山前褶皱断裂的同时产生，这是博格达山向北推覆的强烈活动时期。沙—奇隆起区则表现为在印支运动造就的格局基础上进一步强化其形变。总观之，在盆地中，燕山早中期运动有一次整体性上隆，

与此同时由于一些基底断裂的翘倾活动而使各区块剥蚀程度有所差异。燕山晚期，盆地内表现为以腹部为中心的整体同心式下沉，白垩系厚度巨大而稳定，并且基本上是呈水平状覆盖一切，就是最好的说明。

（三）收缩阶段

时限为喜马拉雅运动时期。

从地震资料及古生物资料看，下第三系与白垩系沉积范围相当，沉积连续无间断。从整套的第三系厚度资料分析，盆地整体抬升，沉积凹陷收缩到盆地南缘。下第三系沉积中心在玛纳斯—安集海一带，厚1000～1500米。中新世沉积中心西迁至安集海—乌苏，厚1500～1700米。上新—更新世沉积中心再次西迁至四棵树凹陷，厚度可达5000米，喜马拉雅运动的力源来自印度板块向北的碰撞，明显地在盆地中表现为南强北弱，在南缘留下了成排成带的背斜及断裂；北缘由于一些基底断裂受其影响而复苏，致使上覆浅层形成了一些平缓的长垣构造。如红岩、吐丝托依拉背斜等。早更新世后，盆地周边挤压收缩更为强烈，整体抬升，形成今日的景观（图2–4–8、2–4–9、2–4–10）。



图2–4–8　准噶尔盆地演化模式图

①与盆地边界断裂上冲盘早期推举相关的楔状堆积体；②全补偿时期下盘潜滑层状层序发育期；③侵蚀物源退潮外延扩展泛盆地期沉积

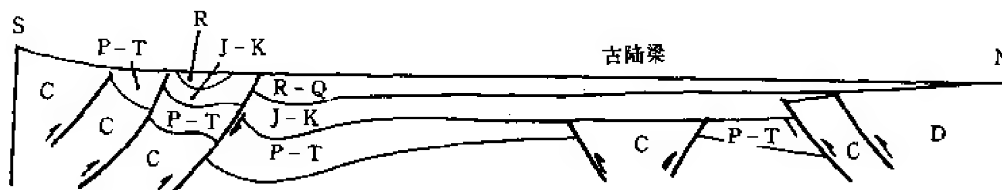


图2–4–9　准噶尔盆地乌伦古—博格达山地质剖面图

二、热演化史——火山活动

1981年以来，对盆地及井下火山岩样品，用KAr计时技术确定年龄，对各类火山岩的时空分布及形成的构造环境结论如下。

（一）主要活动期

1.石炭纪活动期

主要分布在盆地边缘，以基性火山作用为主，中酸性为辅，无酸性火山岩形成，大部分样品年龄值为285～305百万年。

2.二叠纪活动期

年龄值为230～280百万年，是盆地火山活动最强烈、分布最广的鼎盛期。早期以基性火山活动开始，中期以中性喷发岩为主，晚期发育少量酸性火山岩。

3.三叠纪和侏罗纪活动期

年龄值分别为200～220百万年、170～190百万年。主要分布在克拉玛依—百口泉一带

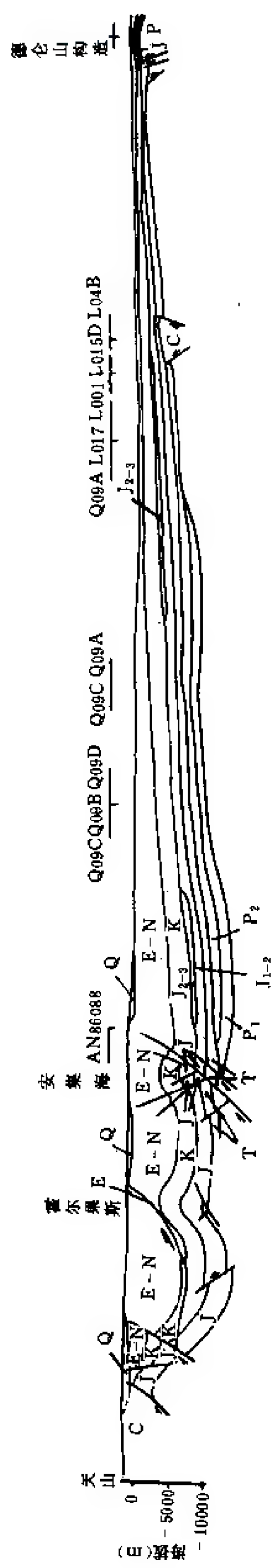


图 2-4-10　准噶尔盆地天山—德仑山构造剖面图

的含油区。三叠纪又是基性火山活动再次开始时期，伴有少量酸性火山岩，并出现大型碱性岩，直到侏罗纪。此期活动同目前井下钻遇情况尚有矛盾，尚未见到哪一口井在侏罗系内直接取到火山岩，年龄值偏新可能是后期热事件影响所致。

（二）空间分布及构造环境

1）火山活动具有从盆地边缘向腹部逐渐转移变新趋势。

2）哈拉阿拉特山地区发育有细碧—角斑岩，属石炭纪海相火山活动，向南直到百口泉—克拉玛依一带则发育早二叠世陆相火山岩，即此带为海陆火山作用转换带。哈拉阿拉特山火山岩化学特点是富 Na，FeO 含量高，微量元素含量近似于岛弧钙碱性岩系，但在里特曼—戈梯尼图解上，则显示为形成在岛弧或造山带环境。

3）盆地南缘地区火山岩组成，主元素及微量元素含量及用里特曼—戈梯尼图解表明，是形成在岛弧构造环境。天池安山岩及祁家沟英安岩喷发于石炭纪，但主体年龄值为 165~170 百万年，记录的是南缘地区的热动力事件。

4）盆地东部地区既发育有低碱的流纹岩及英安岩，也发育有碱性玄武岩，其时代仍以二叠纪为主，岩石化学特征近似岛弧钙碱岩系，形成在岛弧或造山带环境。

5）克—夏地区油气的富集可能与火山岩发育所起的温床相应相关。

第六节　构造与油气分布的关系

一、冲断带含油领域

名声赫赫的美国落基山冲断带于 1974 年发现了第一个大油田——盘维油田，至 1981 年共找到 19 个油田，探明可采石油储量 1.3 亿吨，天然气 2.75 万亿立方米。准噶尔盆地西北缘冲断带于 1955 年发现克拉玛依油田，1980 年确认冲断带含油气领域，至今已探明的石油地质储量数倍于前者，其油气富集的规律和油藏类型如下：

1）面临生油凹陷的断阶斜坡区，断裂活动适中，所形成的低位能区为油气运移聚集的良好场所。

2）断裂的同生性活动形成了多层系、多类型的油气圈闭。

3）推覆席的多层叠加起到严密封存油气作用，形成高压、高饱和、多种原油性质、多种油藏类型。

常见的油藏类型有：

1）断块油藏，为冲断带主要类型，有 61 个油藏。平面上分布于各冲断层之间，剖面上呈叠瓦状分布，其产层主要为克下组、克上组及八道湾组。每个小断块自成压力系统。

2）背斜油藏，见于主断裂下盘掩伏带，系冲断活动而使下伏地层褶皱所成圈闭。是乌—夏地区主要类型之一，产层为克下组、百口泉组、风成城组。

3）岩性油藏，主要见于五、八区乌尔禾组油藏。

4）地层不整合油藏，为主断层上盘古生界与中、新生界接触面之下的石炭系油藏。

5）地层超覆油藏，见于主断层上盘不整合面之上的齐古组中，为重质油，储量可观。

二、盆地南缘

乌鲁木齐以西背斜构造发育，而且形态完整，已发现的齐古油田属背斜油藏。但三工河—头屯河组产层皆为透镜体，独山子油田的产层沙湾组和塔西河组（中新统）亦为透镜体，因此皆属岩性背斜油藏。托斯台地区泥火山发育，乌鲁木齐附近二叠系油页岩组发育，因此

泥丘底劈构造圈闭应引起关注。另外，此区系多油源区，在第二排与第一排构造之间可能存在逆断层推举的高断块区，所以断块油藏是潜在的也可能是主要的油藏类型。

乌鲁木齐以东山前区有最可信、最丰富的油源，但山前地面构造皆支离破碎，寄希望的是中深层因推覆滑脱而形成的加奇萨兰式背斜油藏。三台断隆带左右逢源，可存在潜山、断块、岩性等油藏或多类型复合油藏。

三、盆地东部沙—帐地区

此区已发现的火烧山、火南、火南3井皆属背斜圈闭油藏。北三台地区属断裂背斜油藏。此区因产层与生油层同属上二叠统平地泉组（北三台产层为下仓房沟群，此层亦具生油潜力），故在此区应存在地层、岩性油藏。

四、盆地腹部及北部

因属稳定地区，生长背斜及披覆背斜发育，故理想的油藏类型是背斜油藏。在三个泉隆起南斜坡地区应注意地层—岩性油藏及与不整合有关的复合类型油藏。在乌伦古地区应以红岩断阶下盘紧临凹陷的断块、断鼻、背斜油藏类型为找油对象。

第五章　油 气 生 成

第一节　原油的地球化学特征

一、克拉玛依原油的地球化学特征

（一）克拉玛依原油具有较一致的地球化学特征

克拉玛依原油具有较相似的性质，从各种地球化学指标上看，虽有一定的差别，但从根本上来说则具有较好的一致性。

1.正构烷烃对比

从图 2-5-1 上可以看到，本区大多数原油正构烷烃分布曲线具有明显的一致性。它主要表现在：①主峰碳数为 C_{19}；②在主峰碳前有明显的两个台阶，即 C_{17}、C_{15} 较高，C_{18}、C_{16} 较低，与 C_{19} 一起构成三个锯齿状；③在这三个锯齿之前，C_{15} 前的低碳部分以较陡的坡度降低，而“锯齿”之后，C_{19} 后的高碳部分以较缓的坡度降低。综合这三个特征形象地说，就是本区原油的正构烷烃分布曲线，形如一座具有三个山脊的山峰，左侧陡而右侧缓，非常特殊。但是克拉玛依原油并非全都具有这种特征，也有例外，大致可以归纳成以下几种情况：

1）主要分布在盆地边缘，储集层埋深小于 1000 米的一区、二区、三区、四区、五区、六区、九区和红山嘴油田靠近扎依尔山的浅油层样品，如 41 井、332 井、黑油山地面、3245 井、2495 井、检 46 井、311 井、6214 井、192 井、古 9 井、古 13 井、检 185 井及红 111 井。它们大部分埋深为 300～600 米，最多 991 米（古 13 井）；也有个别埋深较大的，如在断裂附近的检 185 井（2185 米）。由于次生氧化作用、水洗作用和生物降解作用的影响，造成正构烷烃分布曲线的畸变，很难进行对比和合理归类。但从其变化的总趋势来说，绝大多数仍然与本区原油的基本特征是一致的。

2）在储集层埋深达 4777～4789 米的检乌 24 井原油，其主峰碳数为 C_{16}，向高碳数方向虽略有起伏，但基本上是呈一缓坡状下落；从总貌上看似一面三角旗，其 nC_{17} 远大于 iC_{19}，nC_{18} 远大于 iC_{20}，而姥鲛烷与植烷比值为 1.08，与本区原油一致；属埋深大、地温高、热演化程度高的产物。

3）在三拐和红山嘴地区的拐 114 井和红 29 井、红 15 井、红 41 井等样品则有所不同，主要表现在除 C_{19} 为主峰外，在 C_{15}—C_{25} 有一个平缓的相对高值，然后向两侧下倾，但仍有左侧陡而右侧缓的显示。这在拐 114 井 3525～3507 米（C_{2+3}）、红 29 井 1954～1990.5 米（T_2k^1）和红 15 井 1755.5～1794 米（T_2k^1）、148 井 1011～1013 米（T_2k^1）和红 41 井 1397～1415 米（T_2k^1）表现得较明显。

2.类异戊间二烯烷烃对比

从表 2-5-1 和图 2-5-2 中可以看到，与正构烷烃分布特征一样，克拉玛依原油类异戊间二烯烷烃在总体上一致性比较强。其主要特征是：

1）普遍含有异 13 烷、异 14 烷、异 15 烷（法呢烷）、异 16 烷、异 18 烷（降姥鲛烷）、异 19 烷（姥鲛烷）和异 20 烷（植烷）。

2）根据异 13 烷（1）／异 14 烷（2）、异 14 烷（2）／异 15 烷（3）、异 15 烷（3）／



油81—036 夏15井 1577.30~1577.30m T_2k^1

油82—09 乌5井 1409.00~1415.00m T_2k^1

油81—032 百乌3井 2960.00~3012.00m P_2

油82—051 检乌3井 2664.00~2919.00m P_2

油81—03 拐114井 3507.00~3525.00m C_2j

油83—032 百48井 1382.50~1422.00m T_1

油82—069 古16井 878.00~899.00m C_{1+2}

油83—053 红43井 1397.00~1415.00m T_2k^1

油82—01 风3井 3200.00~3233.00m P_1f

油81—031 193井 2167.00~2243.00m T_2k^1

油82—065 428井 2048.00~2061.00m C_{1+2}

油83—047 5106井 1167.00~1184.50m T_2k^1

油82—041 29井 1410.00~1490.00m T_3

油81—037 红15井 1755.50~1794.00m T_2k^1

油83—037 8230井 2053.00~2055.40m T_2k^2

油83—048 7113井 1081.00~1107.00 T_2k^2

相对含量(%)：0 4 8 12 16 20

C_{12} C_{16} C_{20} C_{24} C_{28} C_{32}

图 2–5–1 克拉玛依原油正构烷烃分布曲线图



异16烷（4）、异16烷（4）／异18烷（5）、异18烷（5）／姥鲛烷（6）、姥鲛烷（6）／植烷（7）等各比值，作各比值的分布曲线，发现形像比较一致，似飞雁状。都呈1／2、3／4较小，2／3、4／5、5／6、6／7较大的总趋势。各原油之间尤以3／4、4／5、5／6、6／7的一致性较强。

表2-5-1　克拉玛依原油正、异构烷烃特征数据表

地　　区	样品类别	$\frac{iC_{19}}{nC_{17}}$	$\frac{iC_{20}}{nC_{18}}$	$\frac{iC_{19}+iC_{20}}{nC_{17}+nC_{18}}$	$\frac{\sum(iC_{13}-iC_{20})}{\sum(nC_{13}-nC_{18})}$
夏子街	原　　油	1.20	1.41	1.31	1.08
风成城	原　　油	1.01	1.41	1.19	1.26
百口泉	原　　油	0.75	0.97	0.85	1.02
十区检乌24井	原　　油	0.38	0.37	0.38	0.50
九　区	原　　油	0.98	1.24	1.09	1.14
八　区	原　　油	0.90	1.22	1.05	1.11
七　区	原　　油	1.23	1.42	1.33	1.38
六　区	原　　油	2.04	2.47	2.25	2.14
三拐、五区	原　　油	0.61	0.71	0.66	0.59
红山嘴区	原　　油	0.49	0.49	0.49	0.54
四　区	原　　油	0.99	1.17	1.07	1.29
三　区	原　　油	4.52	4.09	4.28	1.46
二区332井	原　　油	7.65	6.74	7.14	4.30
风成城	岩石抽提物A	1.46	2.23	1.83	1.52

3）在上述一致性较强的前提下，在各类异戊间二烯烷烃各比值之间，也有某些差异性。这在iC_{15}/iC_{16}与iC_{16}/iC_{18}、iC_{16}/iC_{18}与iC_{18}/iC_{19}、iC_{18}/iC_{19}与iC_{19}/iC_{20}以及iC_{15}/iC_{16}与iC_{19}/iC_{20}等四张相关图上（图略）看得很清楚。它们往往有一簇较为集中的点群，主要集中在夏子街、风成城—乌尔禾、百口泉、九区和八区的原油，表明它们的性质一致。其次，在这较集中的点群之外，往往散落着一些油样：如油层埋深浅，受较强的生物降解，次生作用的变蚀原油（一区至四区和九区、七区、六区），象热演化程度较高的检乌24井原油，以及三拐地区（拐114井、拐107井）、五区（29井、297井、检64井、检67井）、红山嘴区（红29井、红15井、红41井、148井）的原油。

3.正构烷烃与类异戊间二烯烷烃相互对比

为了对原油的性质进行对比，我们还分别对各区块的原油色谱资料中的姥鲛烷／正构C_{17}、植烷／正构C_{18}、（姥鲛烷+植烷）／（正构C_{17}+正构C_{18}）和异构$(C_{13}+C_{14}+C_{15}+C_{16}+C_{18}+C_{19}+C_{20})$／正构$(C_{13}+C_{14}+C_{15}+C_{16}+C_{17}+C_{18})$的值做进一步研究，分析它们在性质上的差别。如表2-5-1所示，我们发现在上述正构烷烃对比和类异戊

图 2-5-2 克拉玛依原油类异戊间二烯烷烃分布曲线对比图

间二烯烷烃对比特征较一致的部分中，其 iC_{19}/nC_{17} 值多在 0.90～1.20 之间，iC_{20}/nC_{18} 值多在 0.97～1.42 之间，$(iC_{19}+iC_{20})$ / (nC_{17}/nC_{18}) 值多在 0.85～1.33 之间，$\sum(iC_{13}-iC_{20})$ / $\sum(nC_{13}-nC_{18})$ 值多在 1.02～1.38 之间，而六区、三区、二区的浅层油



iC_{19}/nC_{17} 值多大于 2.04，iC_{20}/nC_{18} 值多大于 2.47，$(iC_{19}+iC_{20})/(nC_{17}+nC_{18})$ 值多大于 2.25，$\sum(iC_{13}-iC_{20})/\sum(nC_{13}-nC_{18})$ 值多大于 2.14，其趋势是埋深越浅，数值越大；比较显著的是三拐、五区、红山嘴和十区检 24 井，四个比值都在 0.71 以下，多在 0.50～0.60 之间。对于检乌 24 井可以认为是埋深大、热演化程度高而造成的。三拐、五区和红山嘴地区原油性质上的差别，很可能是生油层埋深较大、热演化程度较高，加之远移路程较远等原因造成的。

异构烷含量（%）

注：异构烷含量指类异戊间二烯烷烃占正构烃＋类异戊间二烯烷烃总和的百分比

图 2-5-3　异构烷含量随深度变化图

另外，从图 2-5-3 上还可以看到，类异戊间二烯烷烃占正构烷烃和类异戊间二烯烷烃的总和的百分含量，大致上也可以分成三个部分：①小于 22%；②24%～32%；③大于



32%。第一部分主要为拐 114 井、拐 107 井、29 井、检 64 井、检 67 井、红 29 井、红 43 井、148 井和夏 9 井、检乌 24 井等，这些井的原油，相对地说含石蜡基稍高一些。第二部分为克拉玛依油区主体部位的百口泉、八区、七区和风成城—乌尔禾地区、夏子街地区的原油。第三部分为大于 32%的原油，它主要包括克—乌断裂附近及其以北一区、二区、三区、四区、五区、六区、七区、九区的 50 井、2495 井、311 井、332 井、41 井、3245 井、检 193 井、127 井、6214 井、192 井、检 185 井、8832 井、古 13 井、古 9 井以及红山嘴 111 井的原油，都属小于 1000 米浅油层中遭受生物降解作用、水洗作用和次生氧化作用较强烈的原油，所以正构烷烃较低，而类异戊间二烯烷烃相对含量较高，最高的如 332 井可达 63%。

图 2–5–4　克拉玛依原油总离子流图中各组分相对含量分布曲线图

4.原油中饱和烃的各主要组分在色谱—质谱分析的总离子流图中的相对含量比较

利用总离子流图，将石油饱和烃中的各主要组分——正构烷烃、类异戊间二烯烷烃、甾烷、二萜、三萜和胡萝卜烷，分别进行统计归一，获得上述组分的相对百分含量，并做分布曲线图予以比较。从图 2-5-4 中可以看到，尽管各自的相对含量有的仍有些差别，但其总的趋势是十分相似的。如正构烷烃含量普遍较高，一般为 50%～65%左右，个别小于 50%，有的大于 65%，如检 67 井为 68.25%，拐 107 井为 67.37%，拐 148 井为 67.66%，五区 297 井 73.03%。有的低于 50%，如古 13 井为 33.82%，井深为 915～991 米；六区 127 井为 36.68%，井深为 590～638 米；192 井为 45.01%，井深为 513.00～568.00 米，这一特征是与上述对比指标一致的。类异戊间二烯烷烃的含量一般为 24%～30%，个别较高的大致都是与生物降解等次生变蚀作用有关。

甾烷、萜烷的总含量一般在 5%以内，但风成城地区有两个达 6.74%～7.91%，一是风 3 井原油，二是风 7 井含油岩芯中的油。九区 8832 井（J_1s）沥青中达 8.93%，古 13 井（C_{1+2}）达 8.54%，127 井达 12.05%，192 井达 6.73%。如前所述，这四个样品都是生物降解较严重的样品。

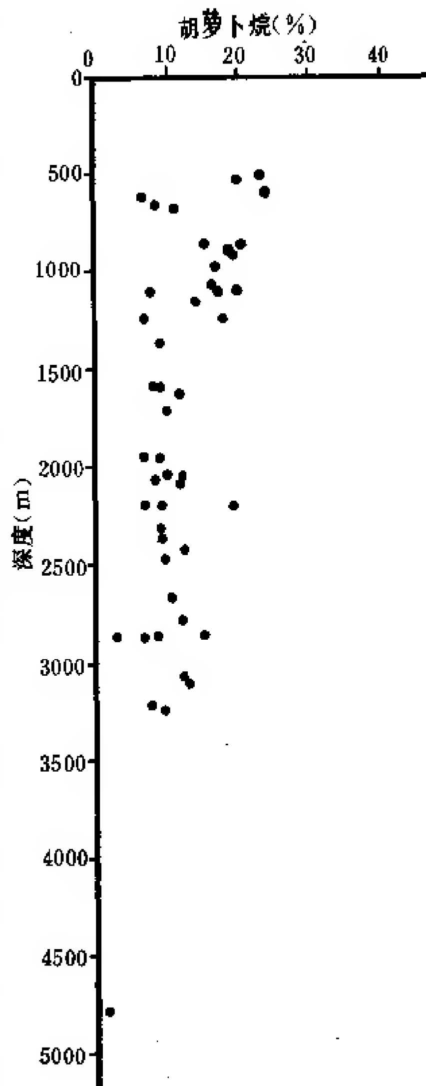


图 2-5-5　克拉玛依原油中胡萝卜烷含量随深度变化图

克拉玛依原油还有一个比较特殊的性质，就是普遍含胡萝卜烷。在总离子流图中，其含量可达 7%～20%。从图 2-5-5 胡萝卜烷含量与深度的关系图上可以看到，在深度小于 1500 米的原油，胡萝卜烷一般含量较高，且有从浅层向深层降低的趋势，而 1500 米以下，一般均小于 10%。胡萝卜烷一般具有较强的抗生物降解作用的能力，当正构烷烃和类异戊间二烯烷烃遭到生物降解而损耗时，它仍能保存下来，因而显得相对比较富集。

5.规则甾烷（C_{27}、C_{28}、C_{29}）对比

从图 2-5-6 可以看到，克拉玛依原油的三种规则甾烷（C_{27}、C_{28}、C_{29}）相对百分含量较稳定。C_{27} 胆甾烷一般为 6%～13%，C_{28} 麦角甾烷一般为 40%～44%，C_{29} 谷甾烷一般为 46%～53%，在三类规则甾烷相对百分含量三角图上相当密集地分布在一个极小的范围内，形成了属于同一油源的甾烷特征。那些散落在密集点群之外的样品都是集中在乌尔禾地区的地表油砂、沥青和浅层稠油，可能是强烈的生物降解作用的结果。因为根据研究结果，在强烈生物降解作用下，规则甾烷也将遭到破坏而损失掉。

6.萜烷分布曲线图对比

(1) 五环三萜烷分布曲线图的对比　图 2-5-7 为五环三萜烷分布曲线对比图。从图上可以看到，克拉玛依原油普遍没有或极少含 T_s（18α（H）-22，29，30—三降藿烷），而均

含有T_m〔17α (H) −22, 29, 30—三降藿烷〕，普遍具有C_{27}、C_{29}、C_{30}—C_{34}17α，21β型藿烷，具有C_{29}—C_{30}17β，21α型莫烷，但含量显然低于17α，21β型藿烷，而且具有C_{31}—C_{34}自藿烷的左旋（S）和右旋（R）型，且左旋型（S）均高于右旋型（R），可见都较为成熟。另外，普遍含有γ—蜡烷。根据五环三萜烷的7个化合物的20种不同构型的分布曲线图可以看到其一致性较强。特别值得提出的是，在三类规则甾烷相对百分含量三角图上，乌尔禾地区那些生物降解作用较强烈而散落于密集点群之外的样品，明显地与其他油样具有可对比性。这一方面说明这些油样仍然是与克拉玛依主体原油是同源的，同时也说明，五环三萜烷确实较甾烷具有更大的抗生物降解作用，是较甾烷更有用的对比指标。

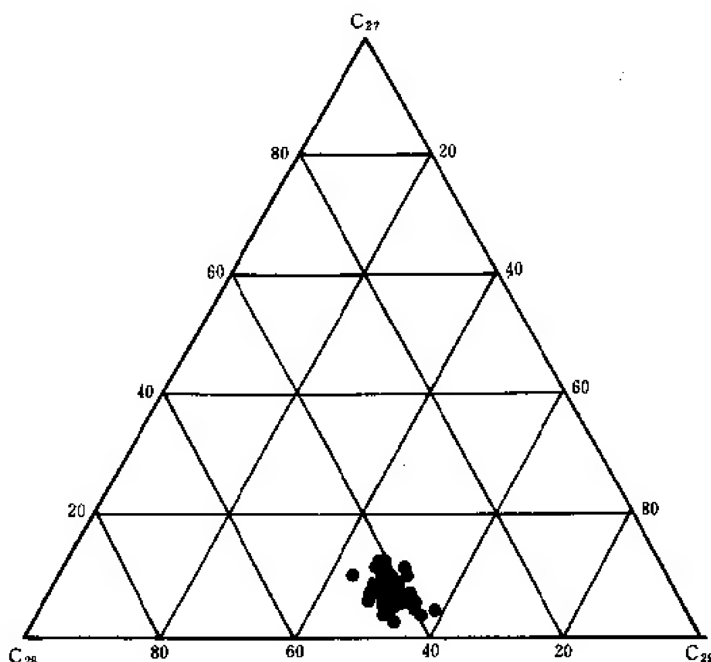


图2–5–6　克拉玛依原油C_{27}—C_{29}甾烷相对百分含量三角图

（2）双萜烷分布曲线的对比　图2–5–8为原油双萜烷分布曲线对比图，其中G为四环萜烷，其他为三环双萜。从图中可以看到，克拉玛依原油中较普遍地存在C_{20}—C_{26}和C_{28}—C_{29}三环双萜，并存在四环双萜$C_{24}H_{42}$。另外，其中$C_{20}H_{36}$、$C_{21}H_{38}$和$C_{23}H_{42}$含量普遍较高，而其余双萜类含量较低，且基本上停留在同一个水平上。从图中也可以看到，克拉玛依原油双萜烷的对比性较好，且与乌尔禾地区地表和浅层稠油也可以对比。

7.稳定碳同位素对比

克拉玛依原油饱和烃、芳香烃、非烃和沥青质各组分稳定碳同位素$\delta^{13}C$值，有着同样的可比性。

饱和烃$\delta^{13}C$值为−29.19‰～30.98‰，平均值为−29.92‰；芳香烃$\delta^{13}C$值为−28.03‰～−30.08‰，平均值为−28.94‰；非烃$\delta^{13}C$值为−27.99‰～−29.38‰，平均值为−28.75‰；沥青质$\delta^{13}C$值为−27.79‰～−28.79‰，平均为−28.25‰，是合乎规律性的变化，也说明其同源性。图2–5–9为克拉玛依原油碳同位素类型曲线图。从图上可以看到，它们的类型曲线是一致的。



油82—010 白油—2 地面 K_1

油82—040 310井 679.8~732.5m T_2

油83—049 7114井 892~900.5m T_3

油83—040 百乌7井 2442~2485m P_2

油82—01 风3井 3200~3233m P_1f

油83—06 古16井 865~915m C_{1-2}

油82—034 风3井 3243~3249m P_1f

油83—038 7982井 871~880m J_1

油82—030 127井 690~638m T_2

相对含量(%)

图 2-5-7 克拉玛依原油五环三萜烷分布曲线对比图



相对含量(%)

油82—02 乌尔禾 地面 K_1

油82—064 乌40井 3212.40~3213.11 P_1f

油82—049 7114井 892~900.5 T_3

油82—092 乌尔禾 70~100m K_1

油82—01 风3井 3200~3233m P_1f

油82—031 192井 544.6~546.2m T_2

油82—044 风6井 698~700m P_1f

油82—034 风3井 3243~3249m P_1f

油82—08 135井 2784~3064m P_2

油82—045 风6井 1266~1268m P_1f

油83—040 百乌7井 2442~2485m P_2

油82—037 107井 2864~2885m T_2

油82—09 乌5井 1409~1415m T_2

油83—06 古16井 865~915m C_1

油82—040 310井 679.8~732.5 T_2

图 2-5-8 克拉玛依原油双萜烷分布曲线对比图

8.原油灰分钒镍含量对比

根据国内外一些学者的研究，一般认为海相原油多含钒卟啉，或其他含钒元素的有机质也较高，而陆相原油则含镍卟啉或其他含镍元素的有机质较高。通过对克拉玛依原油灰分和卟啉的分析，发现灰分中钒、镍的含量尽管绝对值有大有小，不甚一致，但其钒镍比值多稳定在0.01～0.03之间。而对卟啉的紫外线分析结果表明，在克拉玛依原油中只含镍卟啉，其中有脱氧植红初卟啉（DPEP）、苯基卟啉（玫红型初卟啉，PHODO—ETIO）和初卟啉（ETIO），而不含钒卟啉；而且并不是普遍都有镍卟啉；只在夏子街、风成城、七区和红山嘴地区较为常见。更有趣的是往往含镍卟啉的地区，其灰分中的镍含量较高。原油灰分中钒镍含量高低不同和卟啉的有无，表明原油的性质是有差异的，这种差异也许和区块原油的成熟度、运移的早晚或在储集层中的热演化作用有关；但从原油灰分分析中得出钒镍比值的一致性，也从一个侧面说明克拉玛依原油具有一致性是无疑的。

从以上八个方面的地球化学性质对比结果可以看到，克拉玛依原油性质具有较好的一致性，具有同源原油的地球化学特征。

（二）克拉玛依原油形成于封闭—半封闭湖泊、泻湖或残留海的环境，并具有以陆源有机物源为主的特点

1.克拉玛依原油的生物标志化合物，表明它的生源物质应以陆源生物为主

从生源角度对克拉玛依原油的地球化学特性进行分析，无论对于认识它的成因还是进一步追索它的油源岩，无疑都是有好处的。

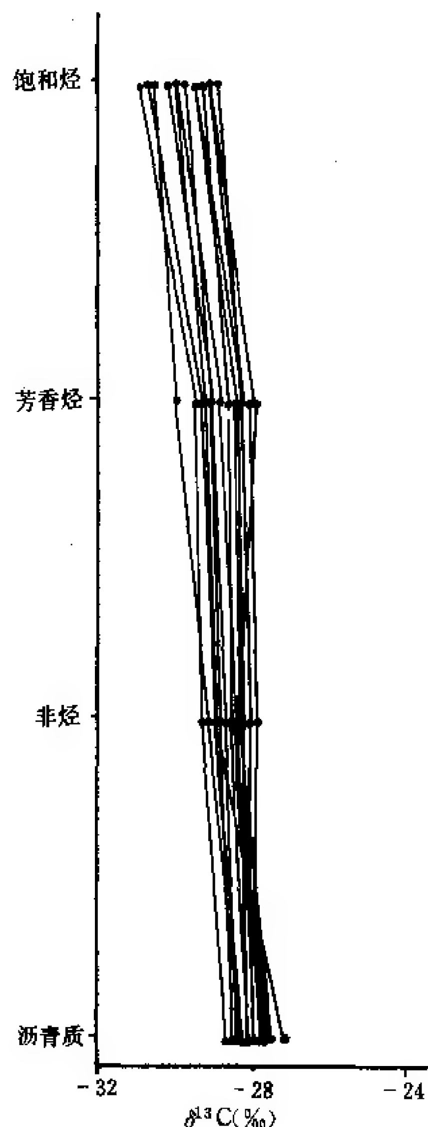


图 2-5-9　克拉玛依原油碳同位素类型曲线对比图

(1) 正构烷烃分布的生源分析　如前所述，克拉玛依原油正构烷烃分布曲线图主峰碳数为C_{19}；在其之前C_{17}、C_{15}为两个呈锯齿状出现的次主峰。因而表明C_{19}、C_{17}、C_{15}含量稍高于其他碳数的正构烷烃。根据亨特（Hunt）的研究，认为藻类相所合成奇数烃链较短，为C_{15}、C_{17}和C_{21}，而且最丰富的是C_{17}和C_{21}。从而可以认为克拉玛依原油可能是与藻类相有机质有生源关系。众所周知，藻类既可产于海盆之中，也可大量繁殖在湖泊之中。

(2) 甾烷分布的生源分析　根据黄文英和门斯成“甾醇——生态学的标志”一文，认为C_{27}、C_{28}、C_{29}三种甾烷具有明显的生态特征。他们发现，在浮游生物中胆甾醇和$\alpha\alpha$—脱氧胆甾醇（C_{27}甾醇）占甾醇重量的60%以上；而在淡水沉积物中，最丰富的是β—谷甾醇或豆甾醇（C_{29}甾醇）。C_{29}甾醇主要来源于陆源植物，而且证实从纯浮游动物所取样品比从纯浮游植物取的样品中所含的胆甾醇（C_{27}）浓度大。在墨西哥湾到阿伦萨斯河湾和河口取沉积物分析发现，在墨西哥湾胆甾醇为38%，到河湾降至23%，到阿伦萨斯河口又降至

15%。相反，在同样的沉积物中，β—谷甾醇的浓度却从 14.5%增至 20.5%，最后达 30.5%。而麦角甾醇和其他 C_{28} 甾醇一般由真菌合成，同时也可以由原生动物合成。根据多方面的研究，他们编制了生物来源和不同生态系统中甾烷成分之间的关系图（图 2–5–10）。图 2–5–6 中，克拉玛依原油的甾烷分布特征，其 C_{27} 胆甾烷占三种甾烷总含量的 5%～10%左右，C_{29} 谷甾烷占 40%～50%左右。对比图 2–5–6 和图 2–5–10 就可以清楚地看到，克拉玛依原油正好处在大陆湖相有机质来源区。

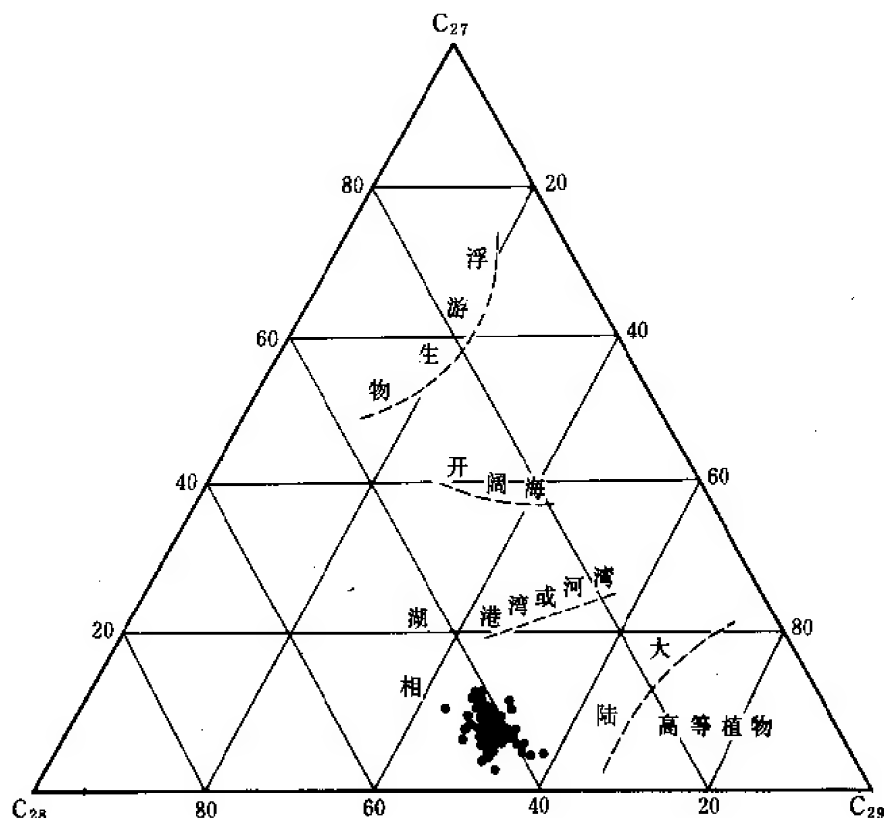


图 2–5–10　生物来源和开阔海、港湾或湖湾、湖相以及陆源生态系统中甾醇成分之间的关系图

(3) 萜烷的生源分析　在克拉玛依原油中，已鉴定出的萜烷有：$C_{27}17\alpha$ (H) 藿烷、C_{29}—$C_{34}17\alpha$ (H) 21β (H) 藿烷、C_{29}—$C_{30}17\beta$ (H) 21α (H) 莫烷及伽马蜡烷 ($C_{30}H_{52}$)。除这些五环三萜烷外，还有一个 C_{20}—C_{29} 三环双萜烷系列和 $C_{24}H_{42}$ 四环双萜烷。

具藿烷特征骨架的五环三萜类化合物，以醇、酮、酸的形式存在于隐花植物蕨类之中，分布广泛。尽管在地衣曲霉素（*Aspergillus*，真菌）和甲基球菌（*Methyloccus*）中发现过，但至今它仍不失为绿色植物的多环萜类特征化合物之一。值得注意的是，至今的资料表明，在生物体中的藿烷类主要是 C_{29} 和 C_{30} 的五环化合物，如铁线蕨酮（Adianone，C_{29}）和骨碎补酸（C_{30}）等；并且它们都具有 17β (H)、21β (H) 构型。因此，把 $\beta\beta$ 型藿烷称为生物藿烷，把 C_{29} 和 C_{30} 藿烷叫做原生藿烷。不过，C_{31}—C_{35} 的 22R 型藿烷也可能是原生的，只是在生物体中一般丰度很低而已。此外，3—β—醇基伽马蜡烷及其衍生物在动物界也分布很广，原生动物四膜虫（*Tetrahymena Pyriformis*）中也有发现（四膜虫醇，Tetrohymanol)。在克拉玛依原油中没有发现 $\beta\beta$ 型生物藿烷。它在生油热演化过程中大部

分已转变为最稳定的 α 型藿烷，少部分转变成 βα 型莫烷了。

在克拉玛依原油中普遍存在 C_{20}—C_{29} 双萜烷系列，由于它的生源前驱物是树脂酸（Thersinacids），现已查明，具有这种特征骨架的三环双萜类化合物，以酸和酚的形式广泛存在于天然树脂中。其主要成分有：松香酸、海松酸和弥罗松酚等。它们在成岩和热演化中，在脱氧加氢作用的同时，均可转变成相应的环烷烃。

从克拉玛依原油中存在如此广泛和大量的来源于陆源植物和树脂的五环三萜烷和三环双萜烷，说明在沉积物中陆源有机质占有较大的优势。

(4) 萜烷与甾烷比值　由于五环三萜类主要见于蕨类植物，双萜类主要来源于树脂，因此，萜烷类是源于陆生植物的一个重要组分；而甾烷类中的物源情况是，陆生植物主要含 C_{29}，其次含 C_{28} 甾醇，动物主要含几种 C_{27} 胆甾醇，而在水生浮游动植物（包括藻类）中则以 C_{27} 和 C_{29} 为主，或者 C_{27} 胆甾醇更为重要。因此，萜烷与甾烷比值也是一项物源性质的主要参数，克拉玛依原油该值普遍大于 1，绝大多数大于 2，个别大于 3。

(5) 原油卟啉特征　原油卟啉既具有指相意义，又能反映生油岩和原油的热演化程度。根据 40 个原油样品的分析，其中含卟啉的样品共有 27 个，而且均含镍卟啉。一般认为镍卟啉属于陆相生源物的特征，而海相生源物多为钒卟啉。

(6) 原油灰分钒镍比特征　根据克拉玛依 82 个原油灰分的发射光谱资料，全部样品均含钒、镍元素，且镍元素的含量大大超过钒元素。尽管钒、镍含量有高有低，但其钒镍比值一致，均在 0.01～0.03 之间，说明镍含量相当于钒含量的 30～100 倍，表现出明显的陆相物质特征。

(7) 原油碳同位素特征　表 2-5-2 是中国科学院贵阳地球化学研究所三室张鸿斌等分析的 10 个原油碳同位素数据，其碳同位素 $\delta^{13}C$ 值为−29.13‰～−30.35‰，其数值介于海相原油和陆相原油之间，而靠近陆相。

(8) 孢粉研究结果　在主要生油层风成城组（P_1f）和乌尔禾组（P_2ur）中发现有非常普遍存在的孢粉，而几乎未见到有典型的海藻类化石或其碎片。

表 2-5-2　克拉玛依原油碳同位素数据表

序号	井　号	井　深 (m)	层　位	$\delta^{13}C$ (‰)
1	夏 14 井	1887～1836	T_1	−30.26
2	193 井	1808～1794	T_2	−30.22
3	百−乌 7 井	2594～2563	P_2	−30.28
4	夏 11 井	2673～2675	P_2	−30.34
5	夏 11 井	3049～2974	P_2	−30.35
6	检乌 3 井	3107～2664	P	−29.86
7	8653 井	2875～2801	C_3—P	−30.01
8	检 185 井	2158～2143	C_{1+2}	−29.77
9	古 2 井	787～742	C_{1-2}	−29.13
10	黑油山	地　表	T_2^2	−30.18

根据上述 8 项指标，可以得到一个比较明确的认识：克拉玛依原油主要来自陆源有机质，它包括陆相湖泊水体中的水生生物和陆地高等植物及其他生物。

2.生油物质沉积环境为封闭—半封闭湖泊、咸化泻湖或残留海的环境

(1) 克拉玛依原油生源物质的沉积环境可以用胡萝卜烷的广泛存在来推断　胡萝卜烷的前身物——胡萝卜素，这是一种常温下极易氧化的不稳定有机色素。胡萝卜素广泛存在于动物和植物中的有机色素中，我国其他地区原油中所以很少检出胡萝卜烷，主要在于胡萝卜素很不稳定所致。而这种不稳定的前身物的成岩转化产物，却如此广泛地富存于克拉玛依原油中，可能主要与原始有机质的沉积和保存方式有关。

(2) 主要生油层风成城组 (P_1f)　此组为封闭—半封闭湖泊、咸化泻湖或残留海环境下的沉凝灰岩、泥质岩、白云质泥岩为主的沉积。它的岩石组合特征为：①在岩石中出现具纹层状的准同生白云岩，表明当时水体中含有大量钙、镁物质，在水下沉积形成。硼含量大于 1000 毫克／千克，石膏和硬石膏的频繁出现，都说明当时属于咸化泻湖或咸化残留海的特征；②海相古生物，特别是藻类化石很少，也说明当时的沉积环境不适于一般淡水和正常海水中能生存的生物生活和繁衍；③大量原生黄铁矿的出现，说明为强还原环境；④沉凝灰岩和其他火山凝灰岩的发育，说明当时处在快速沉积的环境之下。因此，由于沉积环境水体为咸化水体，又具有较强的还原条件，同时处在快速沉积和埋藏的特殊环境，造成了胡萝卜素的大量被保存下来并发生氧化作用，形成胡萝卜烷。

（三）克拉玛依原油的生物降解作用和低凝原油的形成

克拉玛依油田低凝原油分布面积广，地质储量大。主要分布在克—乌大断裂以北的一区、二区、三区、四区及黑油山区。根据原油的地球化学特征和油源对比分析，低凝原油和普通原油是同源产物，它的形成主要是后期的生物降解作用造成的。

克拉玛依低凝原油的特点是含蜡量低，酸值高，胶质高，相对密度大。原油的凝固点和上述特点都有内在联系。石油在常温下为固态的物质主要是蜡质，蜡是由正构烷烃和支链较少的异构烷烃组成的混合物，很容易结晶，造成特定的框架，便使原油失去流动能力，造成结构凝固。在克—乌断裂以北，低凝原油分布区的特定的地质条件，易造成细菌脱蜡，是低凝原油形成的主要原因。克拉玛依原油在克—乌断裂以南为普通原油，克—乌断裂以北则为重质低凝原油。由图 2-5-11 和表 2-5-3 所示，从南向北，由深到浅，从五区—黑油山区的原油饱和烃气相色谱图看，显示了正构和异构烷烃的含量相对变化：正构烷烃在消失，异构烷烃相对增长；黑油山区甚至连类异戊间二烯烷烃也在消失。在剖面上原油组成和性质的变化也是有规律的：原油相对密度由 0.8445 增高到 0.9187；粘度（20℃）由 36.8 毫帕秒增至 626 毫帕秒，含蜡量由 7%减到 0.88%；凝固点由−1℃下降到−51℃；nC_{17} 与姥鲛烷比值由 1.25 降至 0.52；nC_{18} 与植烷比值由 1.31 降至 0.12；原油组分饱和烃由 71.3%降至 57.8%；非烃由 5%增高到 18.7%。新疆独山子炼油厂和新疆生物土壤研究所在克拉玛依油田土壤中筛选了 10 多种菌株，它们分别属于解脂假丝酵母和白色球拟酵母，都具有氧化正构烷烃的能力。这些石油酵母菌可利用石油馏分中的正构烷烃作为唯一碳源而生长繁殖。用克拉玛依普通原油馏程为 286～400℃、含蜡量为 5.6%；凝固点为 45℃、粘度为 9.85 毫帕秒（50℃）的油品，在脱蜡球拟酵母作用下，经 50～60 小时，凝固点可下降至−60℃。而这种细菌可以生活在埋深小于 1000 米、温度为 30～40℃的地层之中，与克拉玛依低凝原油的分布深度较吻合。说明克拉玛依低凝原油的形成除了与原油本身的组成有关外，主要与生物降解作用相关。

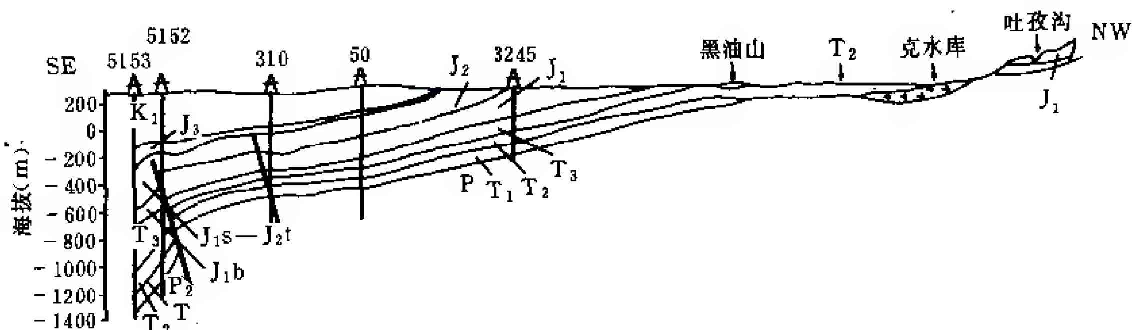


图 2-5-11　克拉玛依油田 5153 井—吐孜沟地质剖面图

表 2-5-3　5153 井—吐孜沟原油物理、化学性质变化数据表

井号		5153 井	310 井	50 井	3245 井	黑油山	高山水库	吐孜沟
井段(m)		1604.1～1525.8	668～640	568～513	468.8～457.8	地面	地面	地面
层位		T_2k^1	T_2k^1	T_2k^2	T_2k^2	T_2k^2	T_2k^1	J_1
样品类型		原油	原油	原油	原油	原油	油砂	油砂
原油物性	相对密度	0.8445	0.8508	0.8730	0.8754	0.9187		
	粘度 30℃（mPa·s）	36.8(26℃)	17.52	100.89	93.14(20℃)	422.58		
	凝固点（℃）	+1.0	−32.5	−35.5	−51.5	−31.2～−40		
	含蜡量（%）	8.92	4.55	3.28	1.25	0.88～1.07		
原油族组成(%)	饱和烃	71.3	69.3	65.3	58.3	52.85	32.55	33.81
	芳香烃	13.4	14.6	17.11	18.9	14.94	4.99	7.20
	非烃	5.0	10.9	12.1	18.3	17.91	14.95	22.30
	沥青质	10.3	5.2	5.5	4.5	4.17	47.51	36.69
卟啉(ppm)	镍卟啉	7.77	2.10	4.24	2.79	2.98	0	0
	钒卟啉	0	0	0	0	0	0	0
原油灰分(ppm)	镍	9.17				16.27		
	钒	0.10				0.25		
气相色谱资料	iC_{19}/nC_{17}	0.71	0.79/1.01①	1.16	1.39			
	iC_{20}/nC_{18}	0.79	0.97/1.30①	1.23	1.43			
	$\frac{iC_{19}+iC_{20}}{nC_{17}+nC_{18}}$	0.75	0.87/1.15①	1.20	1.41			

①为断层上盘油层(622.75～599m)原油分析资料。

二、准噶尔盆地南缘西部原油的地球化学特征

（一）准噶尔盆地南缘西部侏罗—白垩系储集层中原油的地球化学特征

这一类型的油样包括产自侏罗—白垩系的古牧地、齐古原油，石梯子油苗，玛纳斯剖面的红沟、玛红油苗，托斯台地区的第二东托斯台、东托斯台、南托斯台、北托斯台、将军沟、乌东剁拉、冒烟山油苗和油砂。

南缘西部侏罗—白垩系原油生源物为陆源高等植物，属煤成油

原油中甾烷是从广泛存在于动植物体内的天然甾醇还原而来的。胆固醇大量存在于动物体内，植物固醇（谷甾醇）却大量存在于植物体内，尤其是高等植物之中。麦角甾醇存在于菌类和硅藻中。原油中甾烷的分布，直接反映出生油母质的甾醇分布，并为生源探讨提供了信息。侏罗—白垩系原油高含谷甾烷（C_{29}）、低含麦角甾烷（C_{28}），基本不含胆甾烷（C_{27}），C_{29}重排甾烷又非常丰富。这些特征反映侏罗—白垩系原油生源物中很少有富胆甾醇的动物参与，属生源物较为单一的富含谷甾醇的陆源高等植物构成。原油中倍半萜、二萜、三萜类包括特殊分子30—降羽扇烷的存在，都是陆源高等植物输入的重要信息。天然有机物由于化学成分和分子结构的差异，其稳定碳同位素分馏也各有特征。如富含类脂物的则以饱和烃结构为主，稳定碳同位素则较富集^{12}C，$\delta^{13}C$值为−32‰～27‰。陆源高等植物富含木质素，具有芳香结构，较富集^{13}C，$\delta^{13}C$值为−32‰～−22‰。腐殖煤在形成泥煤时，首先经过氧化阶段，由于不完全氧化作用，使得稳定成分大量分解，更富集了木质素；经成岩作用后，煤中的稳定碳同位素值较窄，为−28‰～−22‰。侏罗—白垩系原油各族组分$\delta^{13}C$值为−24.376‰～−27.861‰，与陆源高等植物的关系密切。五个芳香环稠合起来的苝，是可靠的陆源高等植物的输入信息。在阜康、石梯子油苗中分别检测到苝。高蜡原油是陆相物源的标志。这类原油含蜡量高达18.00%～19.05%（齐古、古牧地原油）。综上所述，此类原油的生源物是由比较单一的陆源高等植物所构成的，属煤成油，此结论是比较可信的。

（二）准噶尔盆地南缘西部第三系原油的地球化学特征

第三系原油，包括独山子油田原油和霍尔果斯、南安集海油砂。所存在的丰富的生物标志物表明，属陆相原油。它的生源物质既有陆源植物，也有水生动物；且二者所占比例较为接近。反映陆源植物输入的分子有：五环三萜烷、三环、四环二萜类、倍半萜类、β—胡萝卜烷、镍卟啉，尤其是五个六元环的三萜烷、18α（H）—奥利烷、30—降羽扇烷，以及由植物固醇演变来的规则、重排、开环的谷甾烷系列。从原油中甾烷分布C_{27}和C_{29}含量接近，可大体上认为陆源植物与水生动物比例相当。第三系原油的$\delta^{13}C$值为−25.8‰～−30.6‰，也与这两种物质大体等比例混合后的$\delta^{13}C$值相近。因此，第三系原油的生源物应由陆源植物（包括一些低等的菌藻类）和水生动物两部分构成。

三、准噶尔盆地东部地区原油的地球化学特征

准噶尔盆地东部地区原油主要分布在帐—北隆起带的火烧山背斜、火南背斜及其南部北三台构造、西堤构造等地区。从原油特性看，主要分为与二叠系来源和石炭系来源有关的两类原油。而与二叠系有关的原油分布较广，从五彩湾至北三台；石炭系原油主要见于彩参1井。

（一）二叠系原油的地球化学特征

这类原油从物性看，相对密度较大，一般为0.89～0.92；粘度较高，50℃时为58.4～661.1毫帕秒，凝固点在20℃左右；含蜡量为10%～14%。

1.原油色谱特征

正构烷烃分布特征是，形态多呈“锯齿状”，主峰碳为 C_{21} 或 C_{23}，轻组分奇偶优势不明显，重组分具有一定的奇偶优势，C_{30} 以后的组分急剧减少，含量甚微；CPI 在 1.25～1.63 之间。

类异戊间二烯烷烃的特点是具有姥鲛烷优势，姥鲛烷与植烷比值为 1.23～1.50。另一明显的特点是具有一定丰度的 β—胡萝卜烷。

2.m／e217 和 m／e191 质量色谱特征

从 m／e217 反映的甾烷特征看，5α（H），14α（H），17α（H）（20R）构型甾烷含量较高，而 5α（H），14α（H），17α（H）（20S）构型甾烷和 5α（H），14β（H），17β（H）构型甾烷在南北原油中具有一定的差异。北部原油构型甾烷含量较低，一般〔5α（H），14β（H），17β（H）（20R+20S）—C_{29}〕／C_{29} 规则甾烷值为 0.27～0.38；南部原油含量较高，〔5α（H），14β（H），17β（H）（20R+20S）—C_{29}〕／C_{29} 规则甾烷值为 0.45～0.46。重排甾烷含量也表现出北低南高的特点，北部原油一般重排甾烷与规则甾烷比值为微量到 0.04，而南部原油达 0.05～0.10。虽然都属二叠系生成的原油，但反映出南部的成熟度高于北部。

m／e191 反映的萜烷特征具有一致性，主要是原生藿烷占绝对优势，C_{29}+C_{30} 藿烷占总藿烷含量的 70%左右。莫烷含量较低，一般占萜烷含量的 7.56%～8.98%。γ—蜡烷含量较富，其与升藿烷的比值达 0.47～0.73。

3.原油碳同位素特征

对原油的四个组分分别测定其 $\delta^{13}C$ 值，发现原油的 $\delta^{13}C$ 值一般为−30.31‰～−32.31‰，烷烃值为−30.51‰～−34.46‰，芳香烃值为−30.78‰～−30.91‰，非烃值为−30.26‰～−30.55‰，沥青质值为−30.48‰～−32.16‰。一般认为陆源输入为主的原油，在生物标志化合物中表现为甾烷 C_{29} 含量较高，C_{27} 含量较低。而且陆源植物 $\delta^{13}C$ 值为−24‰～−34‰。从二叠系原油的地球化学特性看，陆源输入的特征较为明显，反映了陆相成油的特点。

（二）石炭系原油的地球化学特征

这种原油明显的特征是，相对密度较小，一般为 0.80～0.83；粘度低，在 30℃时为 2.23～11.47 毫帕秒；酸值较高，为 0.67～1.36 毫克$_{KOH}$／克$_{油}$。从组分资料看，烷烃、芳香烃之和占原油组分总量的 72.41%～98.23%，属轻质油范畴。

1.原油色谱特征

这种原油的色谱特征是，C_{21} 前轻组分占优质，正构烷烃分布没有奇偶优势。分布呈“圆鼓包”状。姥鲛烷占绝对优势，姥鲛烷与植烷比值达 2.43～3.62。另一特点是不含 β—胡萝卜烷，这与成油母质的沉积及成岩环境条件有关：在氧化环境下，β—胡萝卜烷的前身物——胡萝卜素极易氧化分解，未能参与成油过程而成为不含 β—胡萝卜烷的原油；植醇向姥鲛烷转化呈姥鲛烷优势。所以，石炭系原油的油源层很有可能是沼泽环境的沉积产物。

2.m／e217 和 m／e191 质量色谱特征

从 m／e217 反映的甾烷特征看，C_{29} 甾烷占绝对优势；缺失 C_{27} 甾烷，C_{28} 甾烷含量也很低。5α（H），14β（H），17β（H）构型甾烷的含量较高，〔5α（H），14β（H），17β（H）（20R+20S）—C_{29} 甾烷〕／C_{29} 规则甾烷值为 0.51～0.52。另一明显的特点是，重排甾烷 C_{29} 的含量很高，在谱图上表现出两个异常突出的高峰。

m/e191 质量色谱特征是，总貌上与二叠系原油较为相似，但具有特殊的化合物，如含有γ—羽扇烷。且γ—蜡烷的含量较低，γ—蜡烷与 C_{31} 藿烷比值仅 0.07 左右，18α（H）−22，29，30—三降藿烷含量较高。

3.原油碳同位素质谱特征

这种原油的碳同位素 $\delta^{13}C$ 值较重，原油为−23.32‰～−27.16‰，芳香烃为−25.48‰，非烃为−26.82‰，沥青质为−27.34‰，表现了陆源高等生物或煤层的同位素值。一般源于高等植物或煤的原油 $\delta^{13}C$ 值为−20‰～−28‰。

从石炭系原油的地球化学特征看，C_{29} 甾烷含量占绝对优势，重排甾烷表现了相同的特点。异构烷烃中姥鲛烷含量很高，缺乏 β—胡萝卜烷，原油碳同位素 $\delta^{13}C$ 值为−23.32‰～−27.16‰。这种原油生源物主要是高等植物，在一定程度上表现出与煤系地层有关。

第二节 生 油 层

准噶尔盆地是我国西部大型的含油气盆地，面积 13 万平方千米。自石炭纪至第三纪，在 3 亿多年漫长的地质历史中，经历了多次变化。由石炭纪海相及海陆交互相的沉积环境演变为二叠纪及其以后的陆相沉积环境。虽经几期构造变动，各地质时期的沉积中心发生了变迁，但盆地基本上仍以持续下沉为主，沉积岩厚度达 13000～16000 米；形成了多套生油层系，这给油气勘探提供了广阔的领域。根据近年来的研究，盆地内部石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系和下第三系都具有一定的生油潜力，并找到了与它们有相应亲缘关系的油气田。如克拉玛依油田主要与下二叠统风成城组（P_1f）和上二叠统乌尔禾组下亚组（P_2ur^a）有关，克拉美利山、五彩湾—北三台油气区主要与下石炭统滴水泉组（C_1d）和上二叠统平地泉组（P_2p）有关，齐古油田主要与侏罗系煤系地层有关，而独山子油田则与下第三系安集海河组（$E_{2-3}a$）有关。由于准噶尔盆地幅员广大，生油层系多，油气资源丰富，预计约有 80 亿吨资源量。可以预料，随着勘探工作的进一步开展，将会发现更多更大的油气田。

一、石炭系生油层

石炭系生油层，主要分布在准噶尔盆地西北缘和盆地东部克拉美利山、五彩湾地区—北三台地区。在西北缘主要指中下石炭统包古图组（$C_{1+2}b$）中的海相砂泥岩段，盆地东部则为下石炭统滴水泉组（C_1d）和下石炭统巴塔玛依内山组（C_1b）中的暗色泥岩段。

（一）盆地西北缘中下石炭统包古图组砂泥岩段

该段沉积特征可以哈拉阿拉特山出露地层为代表。它是以一套碎屑岩、火山凝灰岩为主，夹少量碳酸盐岩薄层，间有少量中基性浅成侵入岩。其中有一套海相灰黑色、黑色泥岩，粉砂质泥岩，间有钙质粉砂岩、泥灰岩及石灰岩、白云岩薄层和透镜体，厚 890.12 米。在乌尔禾至和什托洛盖公路边厚约 836.7 米。在该层石灰岩中发现有菊石、珊瑚、腕足类、瓣鳃类等多种海相古生物化石。另外，在红旗坝至百口泉、九区、湖湾区、红山嘴、车排子等地井下都有分布。

近年来，对该层的生油条件进行了较多的分析研究工作，总的认识是：有机质丰度低，有机碳平均含量为 0.67%，氯仿沥青含量为 78 毫克/千克，总烃含量为 37 毫克/千克，生油潜量 S_1+S_2 为 0.18 毫克$_{烃}$/克$_{岩石}$；有机质类型差，以腐殖型为主；热演化程度高，镜质体反射率 R_o 为 1.01%～3.34%，绝大多数在 1.30%以上，为消耗了的生油层。根据克—乌大断裂以北该段有机质热演化史的研究，认为目前较高的热演化程度，可能在天山运动地

槽回返时即已造成，因而，当时形成的油气，由于没有良好的储集场所，或当时虽已聚集，但由于其后的多次构造变动而被破坏和逸散，绝大部分油气已不复存在。所以，在断裂带以北已不可能保存下来，但在断裂带以南或许还有保存下来的可能。

（二）盆地东部五彩湾下石炭统滴水泉组（C_1d）

该组仅出露在五彩湾滴水泉一带，下部以断层与志留系接触，上部被侏罗系覆盖，厚591米，采样剖面为310米，是一套黑灰色泥岩、砂质泥岩夹灰色泥质砂岩，中间夹数层薄层泥灰岩并具叠锥构造，具有少量碳化植物碎片，为一套湖相沉积。

该组有机质丰度较高，有机碳含量为1.08%（地面）～8.5%（井下），氯仿沥青“A”含量为597（地面）～3704毫克／千克（井下），总烃含量为446～1911毫克／千克（井下），生油潜力S_1+S_2为0.82（地面）～15.43毫克$_{烃}$／克$_{岩石}$（井下）。干酪根类型为腐殖型—混合型。有机质热演化程度较高，镜质体反射率R_o为1.23%～1.66%，属高成熟—过成熟阶段，是一套高成熟的好—较好的生油岩。通过油源对比，彩参1井上石炭统产出的轻质原油系滴水泉组生油岩的产物。

（三）盆地东部下石炭统巴塔玛依内山组（C_1b）暗色泥岩段

这套生油层发现于北三台地区，而广布于整个东部地区。巴塔玛依内山组，为大套火山碎屑岩夹薄层—中厚层灰黑色泥岩、黑色碳质泥岩和煤；其中的暗色泥岩和煤系可能属滨海—沼泽相沉积，一般厚100多米。

在北三台地区，该层段暗色泥岩有机碳平均含量为3.6%，氯仿沥青“A”为570毫克／千克，总烃含量为455毫克／千克，潜在生油量S_1+S_2平均为5.00毫克$_{烃}$／克$_{岩石}$，其有机质类型自上段至下段，由以腐殖型为主变为以混合型为主；成熟度为低成熟—成熟，为一套具有一定生油潜力而成熟度不高的生油层。

二、二叠系生油层

二叠纪时，盆地总的格局是东部、东南部、西北部和北部为大型坳陷，即大井—五彩湾坳陷、昌吉坳陷、玛湖—漠区、乌伦古断陷和其南的乌鲁木齐坳陷。而它们之间由三个泉（陆梁）隆起、中央降起，沙—奇隆起区相隔，形成了一个隆坳相间的格局。在早二叠世，盆地西北缘玛湖凹陷，为咸化泻湖或残留海湾沉积，即风成城组（P_1f）生油层；在晚二叠世，这些大型坳陷中广泛分布了有利于油气生成的湖泊相沉积，形成了盆地内最主要的生油层。据初步研究，其油气资源量达54亿吨，占全盆地总资源量80亿吨的67.5%，若加上下二叠统风成城组（P_1f）的13.6亿吨，整个二叠系生油岩资源量达67.6亿吨，占全盆地总资源量的84.5%。在盆地西北缘它是克拉玛依地区原油的主要油源岩，在东部，它也是该地区新发现油田的主要油源岩。可以预计，还将发现更多的与之有关的油气藏。

（一）西北缘下二叠统风成城组（P_1f）

该层首先在风成城地区井下钻遇，厚约500米，分布面积为6370平方千米。主要由灰黑色、黑色泥岩，沉凝灰岩，白云质泥岩，硅化云化泥岩，泥质白云岩，凝灰质泥岩等组成；其中含有丰富的孢粉化石，并见有孔虫、棘皮动物碎屑，偶见管状藻等，属半封闭海湾—咸化泻湖相的沉积。

该层有机碳含量平均为1.30%，氯仿沥青“A”为1342毫克／千克，总烃含量为498毫克／千克，生油潜力S_1+S_2为6.77毫克$_{烃}$／克$_{岩石}$；具有好生油岩的有机质丰度。有机质类型较好，主要为腐殖—腐泥型，多数镜质体反射率R_o值为0.75%～1.16%，个别达1.52%，属成熟—高成熟阶段，为较好的生油岩。

根据油源对比，该生油层是克拉玛依原油的主要油源岩。

（二）西北缘上二叠统乌尔禾组下亚组（P_2ur^a）

该组在玛湖凹陷分布面积为10020平方千米，在艾参1井厚1359米。在西北缘，由于所处的古地理位置的不同，在岩相组合上有较大的差别。在百口泉至白碱滩及其以西地区为一套以砂砾岩为主的洪积相和冲积相的粗碎屑沉积。在夏子街—乌尔禾地区，为一套河流—沼泽相沉积为主的岩性组合，含有较多的灰黑色、黑灰色、灰色粉砂质泥岩和含碳屑泥岩，具有较差的生油条件。从百口泉—白碱滩和乌尔禾—夏子街向凹陷内部艾参1井方向，岩性、岩相条件都向有利于生油的方向变化。但艾参1井只位于滨湖—浅湖相带，因此目前还没有得到该坳陷中最有利于生油的浅湖—半深水湖—深湖相的资料。

从目前所获得的生油岩分析资料看，其有机碳含量平均为1.01%，氯仿沥青“A”为283毫克／千克，总烃为100毫克／千克，生油潜量 S_1+S_2 为0.28毫克$_{烃}$／克$_{岩石}$，有机质类型为腐殖型，热演化程度在成熟—高成熟的范围，属较差的成熟—高成熟的生油岩。通过油源对比，它与克拉玛依原油有一定的成因联系，是克拉玛依原油的油源岩之一。

（三）盆地东部大井凹陷上二叠统平地泉组（P_2p）

平地泉组在该区有广泛的分布。该组分布面积约为3243平方千米，生油岩厚约300米。该组可分下段和上段。据现有资料其下段具有较好的生油条件，以帐篷沟剖面为代表：下部为灰绿色泥岩和砂砾岩互层，中上部为灰黑色泥岩、页岩、砂质泥岩和薄层泥灰岩；并具叠锥构造。在泥页岩中，含有鱼鳞等动物化石，并在该层发现有沥青脉和沥青团块，厚约530米。

该层有机质丰度较高，有机碳含量为1.42%～4.1%，氯仿沥青“A”为484～599毫克／千克，总烃为233～501毫克／千克，生油潜量 S_1+S_2 为0.58～16.28毫克$_{烃}$／克$_{岩石}$。有机质类型以混合型为主。处于低成熟—成熟阶段（R_o 多在0.80%～1.00%之间），油源对比表明该层是本区原油的主要油源岩。

（四）盆地南缘东部上二叠统芦草沟组（P_2l）和红雁池组（P_2h）

1.芦草沟组

可分上、下两段。下段底部为砂质泥岩、砂岩夹页岩，岩性较粗；中部以黑色、灰黑色泥岩，砂泥岩互层夹油页岩、白云岩和粉细砂岩，多处含有沥青和稠油。上段以灰黑色页岩、油页岩为主夹有多层白云岩及少量粉砂岩和沥青质页岩。

主要分布在乌鲁木齐仓房沟至大龙口的昌吉—阜康坳陷内，面积约3525平方千米，为一套湖相沉积；厚度自西向东变薄，总厚在700～1100米之间。在三工河以东，由于后期构造破坏，出露不全；至大龙口一带仅存100米左右。

该层有机质极为丰富，有机碳含量为4.85%～10.02%，氯仿沥青“A”为3949～4845毫克／千克，总烃为649～1433毫克／千克，生油潜量 S_1+S_2 为28～46.26毫克$_{烃}$／克$_{岩石}$，具有最好生油层的有机质丰度。有机质类型为腐殖腐泥型—混合型。R_o 值为0.54%～0.91%，属低成熟—成熟阶段。从指标上来看，该层为低成熟—成熟的最好生油层。但是，由于该层有机质成熟度较低，生油层连续厚度过大，不利于烃类的排出，致使大部分层段形成油页岩。因此，在本区要找到大油气田，必须要寻找有利于烃类排出和聚集的岩相带和较理想的构造部位。

2.红雁池组

以乌鲁木齐妖魔山地区最为发育。底部以灰绿、灰黑色砂岩、泥页岩为主夹有砾状砂

岩，局部有较多的植物残迹；中部为灰黑色泥岩、页岩、泥灰岩为主；上部以灰绿色、兼有紫红色薄层相间的条带状泥岩、砂砾岩等，含有鳙鳃类、鱼类、叶肢介与植物化石。厚735米，往东至三工河变薄，为147米，其沉积环境以湖相为主。其有机碳含量为1.96%，氯仿沥青"A"为1369毫克／千克，总烃为537毫克／千克，生油潜量 S_1+S_2 值为2.6毫克$_{烃}$／克$_{岩石}$。有机质类型为腐泥腐殖型—腐殖型。成熟度为低成熟—成熟阶段，为较差—较好的低成熟—成熟的生油生气岩。

（五）漠区凹陷和乌伦古断陷

据地震资料，这两个地区也有上二叠统分布，也有希望形成生油层。但在乌伦古坳陷北部边缘所钻的伦2井、伦3井和伦5井在三叠系钻穿之后即进入石炭系，未遇二叠系。

三、三叠系生油层

三叠系在盆地内广泛分布，它基本继承了二叠系的沉积范围并有所扩大。当时，除车排子高地和奇台隆起出露水面没有沉积外，其他地区都有沉积，在盆1井附近和天山山前的阜康—硫磺矿一带形成了两个沉降中心，沉积岩最大厚度为2000米。

西北缘玛纳斯湖凹陷上三叠统的下白碱滩组（T_3b^1）是一套湖泊—沼泽相的黄灰色、灰色、灰黑色泥岩为主的沉积，一般厚度为100～430米。向盆地方向，泥质成分增多，在艾参1井总厚近430米，泥岩厚345米，占总厚的80%。在坳陷边缘有机碳含量为0.95%、氯仿沥青"A"为270毫克／千克，总烃含量为165毫克／千克，属较差生油岩。而到艾参1井和小陆梁地区有机质含量明显增高，并已进入生油门限，已达到较好生油岩的标准。在盆地南缘东部大龙口一带中三叠统克拉玛依组（T_2k）和上三叠统郝家沟组（T_3h）也都具有一定的生油条件。由于该层分布广泛，具有生油条件部分的面积达27600平方千米，预计约有11亿吨油气资源量。

四、侏罗系生油层

侏罗纪时，盆地表现为持续下沉、并有幅度不大的起伏，形成大面积的河流—湖泊相旋回性沉积。在盆地南缘的天山山前沉积岩厚度较大，主要为一套暗色含煤的碎屑建造，是本区的主要产煤层系，也是一套生油层系。下侏罗统三工河组（J_1s），在盆地南缘玛纳斯河一带及盆地西北缘玛湖凹陷、艾参1井至陆3井地区，为较好—较差的生油岩。在西北缘，有机碳为1.99%，氯仿沥青"A"为583毫克／千克，总烃含量为303毫克／千克，生油潜量 S_1+S_2 为3.89毫克$_{烃}$／克$_{岩石}$。在玛纳斯河剖面，有机碳含量为0.77%，氯仿沥青"A"为360毫克／千克，总烃为222毫克／千克，生油潜量 S_1+S_2 值为0.63毫克$_{烃}$／克$_{岩石}$。有机质类型为混合—腐殖型。成熟度较低，多为低成熟的较好—较差的生油生气岩。

通过油源对比，齐古油田、古牧地地区和南缘西部玛红，红沟油苗至托斯台地区侏罗—白垩系中的油苗，都与侏罗系煤系有较密切的成因联系。

该层分布面积约5万平方千米，可能的油气资源量约6亿吨。

五、下第三系生油层

下第三系生油层主要是指盆地南缘西部玛纳斯河至托斯台地区的安集海河组（$E_{2-3}a$）。为一套灰黑色、灰绿色泥岩夹泥灰岩、介壳灰岩薄层的浅—半深水湖相沉积。厚度为50～769米，面积约为10000平方千米。

有机碳含量为1.31%，氯仿沥青"A"为361毫克／千克，总烃为167毫克／千克，生油潜量 S_1+S_2 值为1～4毫克$_{烃}$／克$_{岩石}$。有机质类型为腐泥型和混合型，成熟度低，为一套未成熟—低成熟较差—较好的生油岩。



由于成熟度低，分布面积有限，该生油层的油气资源量较少，仅为1.8亿吨。但通过油源对比，该生油岩系独山子油田和南缘西部安集海、霍尔果斯第三系油苗的油源岩。

第三节　有机质成烃演化

石油生成条件的研究表明，温度、时间、压力和有机质类型是油气热演化的主要因素，而温度是核心。研究热演化史对评价一个含油气盆地和了解油气在盆地不同深度的分布规律有着重要的意义。

一、研究方法

选择以韦普赖斯改进过的洛帕金法为例，应用时间—温度指数（*TTI*）研究各生油层的有机质热演化史。该方法体现了时间和温度的补偿关系，但未能直接考虑有机质类型对熟化反应速度的影响。为补充这一不足，我们根据蒂索的不同类型干酪根活化能的标准（腐殖型易成熟，腐泥型不易成熟），以韦普赖斯的“有机质热成熟的 *TTI* 和 R_o 对照表”为基础，制定出不同类型干酪根油气热演化界限对照表（表2-5-4）。

表2-5-4　不同类型干酪根油气热演化界限对照表

干酪根类型	活化能[1]（千卡／克分子）	油气热演化界限值	生油开始	生油高峰	轻质油湿气	干　气	基础温度区间（$r^n=1$）（℃）
Ⅰ	(18) 70	R_o（%） *TTI*	0.7 20	1.07 92	1.35 177	2.5 ＞2700	110～120
Ⅱ$_1$	(17)	R_o（%） *TTI*	0.65 15	1.00 75	1.30 160	2.2 ＞1500	100～110
Ⅱ	(14) 50	R_o（%） *TTI*	0.5 3	0.77 30	1.10 100	1.62 ＞370	70～80
Ⅱ$_2$	(15)	R_o（%） *TTI*	0.55 7	0.85 40	1.20 123	1.75 ＞500	80～90
Ⅲ	(16) 60	R_o（%） *TTI*	0.6 10	0.90 56	1.25 128	2.0 ＞900	90～100

①活化能系根据蒂索等“三种主要类型干酪根的降解作用有关的活化能分布情况”而定；括号中数值系根据胡德的 E–R_o 关系式，与 R_o 相应活化能值。

按照上述不同类型干酪根油气热演化界限对照表试算后，与艾参1井、陆3井、彩参1井实测热演化曲线进行拟合校正，其结果基本符合有机质热演化情况。

二、三个主要参数的确定

（一）温度的确定

根据中国科学院贵阳地球化学研究所周中毅和兰州地质研究所华保钦对盆地西北缘和东北缘古地温研究成果表明，印支运动前古地温梯度为4.25℃／100米，印支运动后的古地温梯度与现今地温梯度接近。

盆地现今平均地温梯度是：西北缘为2℃／100米，东北缘为2.5℃／100米，南缘西参2井实测为1.73℃／100米。

据艾参1井镜质体反射率资料推测，鉴于该井古生界，中、新生界地层基本上为连续沉积，R_o 随深度增加呈线性关系，故以现地温梯度代替古地温梯度。

依据上述三点结合二叠纪晚期盆地凹降格局，编制现地温梯度分区图（图2-5-12）作为计算 *TTI* 值的温度参数。图中表明盆地地温梯度在平面上是：东北高，西南低而隆起区高，坳陷区低的特点。

（二）干酪根类型的确定

利用干酪根镜下鉴定，热解、红外、元素分析以及正烷烃分布等多项资料综合考虑，对缺乏分析资料的计算点，则依据已知层位的相同沉积相带确定。

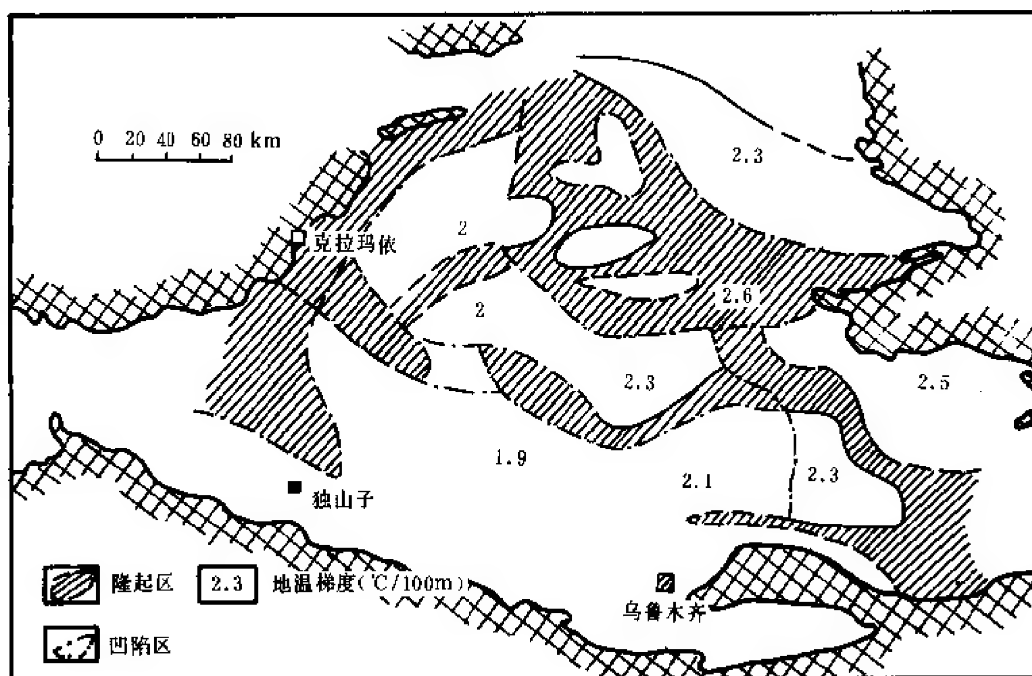


图2-5-12　准噶尔盆地现地温梯度分区图

（三）地质年龄的确定

根据Harland（1982）发表的最新地质年代表（1984年2月20日，中国地质报）。

三、油气热演化阶段

据干酪根热解成油理论，生油岩必须埋藏到一定深度，经过一定的时间和温度，有机质才能转化成油，因此必须研究生油岩所处的成熟度及其热演化阶段。通常采用两种方法求得生油门限及其热演化阶段：一是做某一层井下热演化剖面图，从各项地球化学指标的演化曲线上确定热演化门限值；另一方法是从研究盆地可能生油层的埋藏史着手，在确定其埋深、年龄、有机质类型，r^n 为1时区间平均值，以及各热演化阶段的 *TTI* 值的前提下，计算不同点上各生油层的各演化阶段的埋深、时间和相应的温度。依此，进一步编绘各生油层系（组）的热演化史的平面图，圈定成熟生油岩分布范围。

（一）主要生油凹陷中油气在垂向上的热演化阶段

1.西北缘玛湖凹陷

据凹陷边缘井下生油岩热演化剖面图确定：上三叠统白碱滩组（T_3b）生油门限深度为2800米，上二叠统乌尔禾组下亚组（P_2ur^a）生油门限深度为2600米，生油高峰约为3670

米，至 4800 米生油结束。

据各生油层埋藏史及 TTI 值计算结果，该凹陷中心油气演化阶段是：沉降中心位于玛纳斯湖以南，自下而上 5 套生油层组（P_1^1、P_1^2、P_2、T_3、J_1s）叠合连片。现今埋深为 4150～9394 米，自侏罗纪早期（210 百万年）开始至晚第三纪渐新世（36 百万年），各生油层先后陆续进入生油门限。二叠系生油期为侏罗纪，上三叠统生油期为白垩纪晚期，下侏罗统上部生油期为渐新世。随着地质年龄的延续，上覆地层厚度的增加，相应温度的提高，各生油层经历了生油高峰、生油结束和干气生成阶段。现今凹陷中心部位各生油层的演化现状是：二叠系已进入干气阶段；上三叠统处于生油高峰期，下侏罗统上部仍在生油期间。推覆体之下的二叠系生油层，由于掩冲和俯冲作用造成埋深加大，温度上升，促使成油期提前，致使油气向更高阶段发展，预计二叠系生油层可能在二叠纪末期或三叠纪进入生油阶段。

2.南缘昌吉坳陷

坳陷中心位于昌吉附近。自二叠纪以来持续稳定沉降，沉积厚度达 19900 米，是盆地最深的坳陷。坳陷内有 5 套生油层组叠合连片（P_1^1、P_2、T_3、J_1s、$E_{2-3}a$）。二叠系生油期在三叠纪中、晚期（240 百万年）；上三叠统（T_3）、下侏罗统（J_1s）生油期为侏罗纪晚期（142～159 百万年），安集海河组（$E_{2-3}a$）生油期则在上新世晚期才开始进入生油阶段。现今坳陷中的二叠系、三叠系、侏罗系与下第三系安集海河组生油层，分别进入干气阶段、凝析油阶段和生油阶段。

3.东北缘五彩湾凹陷

该凹陷在沉积发展中经历了先凹后隆、先降后升的过程，印支运动使凹陷抬升，导致三叠系遭受强烈剥蚀和主要生油层二叠系平地泉组（P_2p）埋深变浅，地温降低，推迟生油期。如彩参 1 井平地泉组现今埋深仅 1573 米，其生油期推迟到古新世（60.4 百万年），门限深度为 1350 米。石炭系滴水泉组（C_1d）在二叠纪早期（268 百万年）开始生油，白垩纪早期（131 百万年）生油结束，现今处于干气阶段。

（二）各生油层油气在平面上的热演化阶段

按前述 TTI 值计算方法，在盆地范围内选取 82 个计算点，采用 PC—1500 微型机计算，并绘编各生油层组的现今热演化平面图和下二叠统（P_1）上部、上二叠统（P_2）、下侏罗统（J_1s）上部三个生油层组在晚三叠世（T_3）末、晚侏罗世（J_3）末和白垩纪末期的油气热演化图。

1.下第三系安集海河组（$E_{2-3}a$）油气热演化阶段

以安集海—玛纳斯为沉积中心，为东西向呈椭圆形生油凹陷。生油期西部最早，在中新世（11 百万年）；东部较晚，在更新世（2 百万年）开始生油。现今仍处于生油阶段。生油门限在 4124～5321 米范围内，西部门限深，东部门限浅。有效生油岩面积 7450 平方千米，包括西部四棵树凹陷的 1000 平方千米（图 2–5–13）。

2.侏罗系下统三工河组（J_1s）油气热演化阶段

三工河组在全盆地都有沉积，生油范围连片分布于西北缘、盆地中央和南缘。生油期最早于白垩纪早期（142 百万年）在南缘东部的昌吉坳陷开始生油，最晚于上新世末期（2 百万年）在西北缘开始生油。白垩纪末期昌吉坳陷已形成大片的成熟生油岩面积，而中心部位生油期结束。现今南缘露头区、三个泉和奇台隆起区以南、玛纳斯湖东南的广大地区均进入生油门限，门限深度为 2452～3302 米；湿气和凝析油阶段的门限深度为 4305～5834 米；以玛纳斯—昌吉为中心的范围内已进入干气阶段；其门限值为 6377～7583 米。有效生油岩面

积 39001 平方千米（图 2-5-14）。

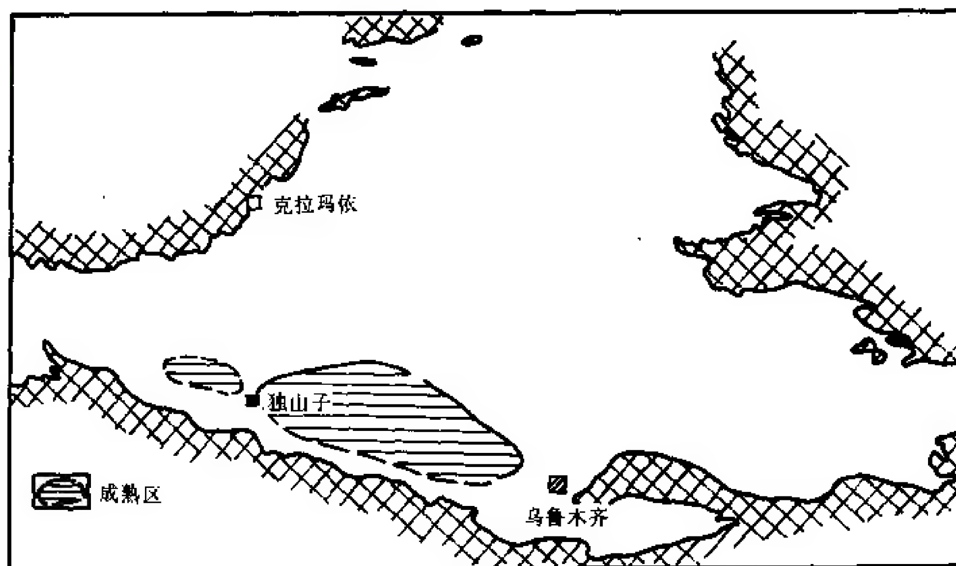


图 2-5-13　安集海河组油气热演化图（现今）

3.三叠系上统（T_3）油气热演化阶段

全盆地沉积广泛，生油凹陷同侏罗系下统三工河组叠合连片分布。生油期最早在侏罗纪晚期（159 百万年）在昌吉坳陷开始生油，最晚于白垩纪晚期（71 百万年）在西北缘玛湖区开始生油。现今除盆地西北、东北部边缘外，其他广大地区均已进入生油门限，并进一步向更深的演化阶段发展。南缘已进入干气阶段，其生油门限深度为 1783～2701 米；湿气和凝析油的门限深度为 3903～5449 米；进入干气的门限深度为 5512～6779 米。有效生油岩面积 41510 平方千米（图 2-5-15）。

4.二叠系上统（P_2）油气热演化阶段

该层系除三个泉、奇台隆起区之外，沉积广布于全盆地。形成形态各异、大小不等、厚度不一的 13 个生油凹陷。各生油凹陷的油气热演化门限值具有较大的差异。最早的生油期为三叠纪晚期（215 百万年），在南缘东部的昌吉坳陷开始生油；最晚的生油期为第三纪早期（60 百万年），在五彩湾凹陷开始生油。在晚侏罗世（J_3）末期，昌吉坳陷已进入生油高峰阶段，中心部位已裂解成干气；届时玛湖、盆 1 井区、阜康、乌伦古等坳（凹）陷则进入生油门限，而三个泉、奇台等隆起区及安集海、五彩湾、沙—帐等凹陷尚未成熟〔图 2-5-16（a)〕。在白垩纪末期，除三个泉、奇古隆起以及五彩湾、沙—帐凹陷未成熟外，其他地区已进入生油高峰；昌吉和玛湖坳（凹）陷的中心部位已进入干气阶段〔图 2-5-16（b)〕。现今五彩湾、沙—帐凹陷正处在生油阶段；盆地边缘地带均已进入凝析油和湿气阶段，门限值为 3757～4352 米；昌吉、盆 1 井区、漠区、阜康和吉木萨尔等坳（凹）陷局部进入干气阶段，其门限值为 4722～7279 米。有效生油岩总面积 24174.4 平方千米〔图 2-5-16（c)〕。

5.二叠系下统（P_1）油气热演化阶段

二叠系下统的沉积范围有限，仅分布在玛湖、昌吉和大井坳（凹）陷中。生油凹陷位于上述三个沉积坳（凹）陷内。生油层组有两套：上部（P_1^2）相当于风成城组，下部（P_1^1）相



当于塔什库拉组。以下二叠统底界计算，最早于三叠纪早期（240 百万年）在西北缘的玛湖凹陷开始生油，最晚于侏罗纪中期（200 百万年）在西北缘的玛湖凹陷进入生油阶段。晚三叠世（T_3）末期的玛湖和昌吉坳（凹）陷的中心部位开始大量生油〔图 2–5–17（a)〕。在晚侏罗世（J_3）末期生油高峰阶段已扩展至盆 1 井区，同时，三个坳（凹）陷的中心均已进入凝析油和湿气阶段〔图 2–5–17（b)〕。在白垩纪末期，凝析油和湿气的范围连片扩展，三个坳（凹）陷中心进入干气阶段〔图 2–5–17（c)〕。现今除西北缘断裂上盘和南缘露头区仍处于生油高峰和凝析油阶段外，盆 1 井区和昌吉坳陷已进入干气阶段，玛湖凹陷的西北部位尚处于凝析油阶段。现今生油高峰门限深度在 4300 米左右，凝析油的门限值为 5124 米，干气的门限值则为 6499 米。下二叠统上部有效生油岩面积为 9400 平方千米。下二叠统下部有效生油岩面积为 25250 平方千米〔图 2–5–17（d)〕。

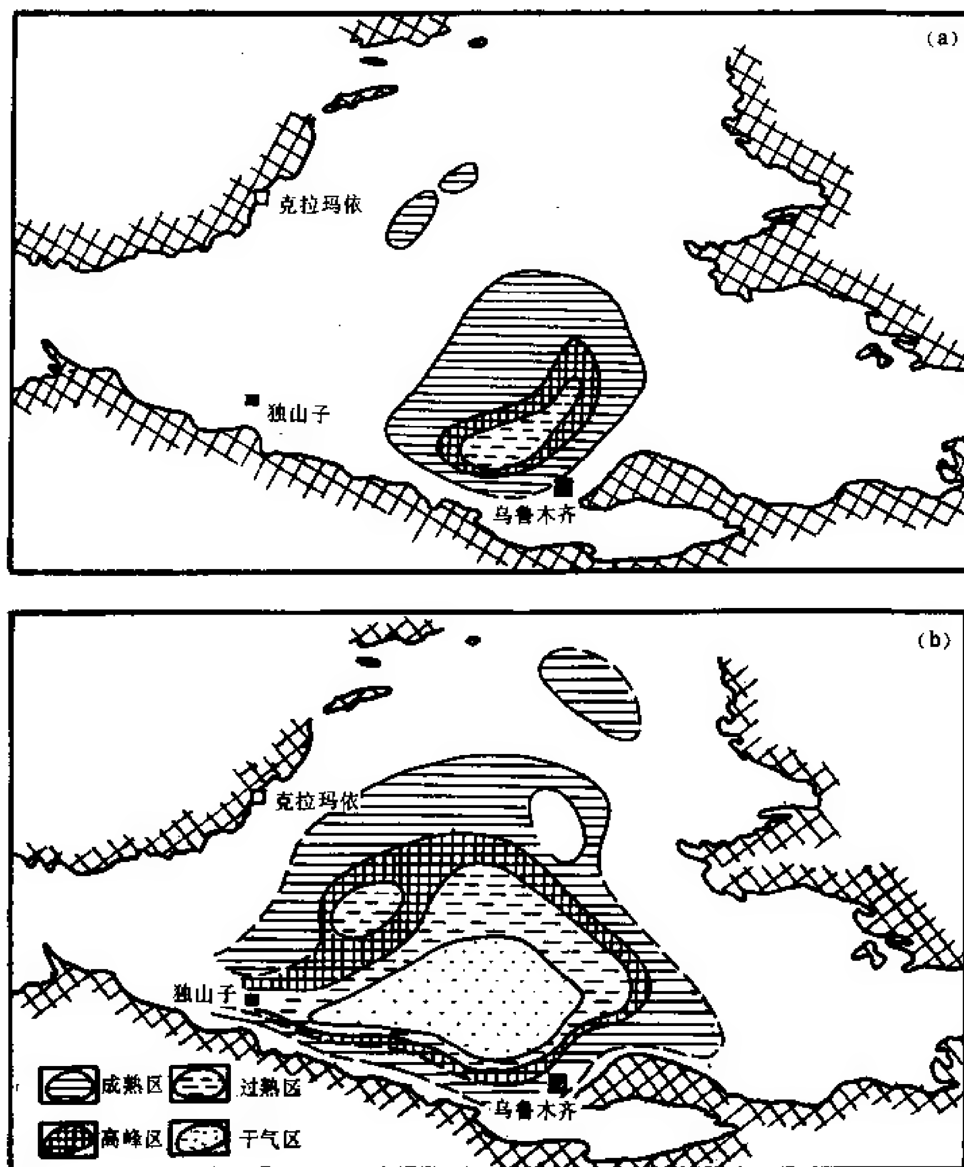


图 2–5–14　三工河组油气热演化图

(a) 白垩纪末期；(b) 现今

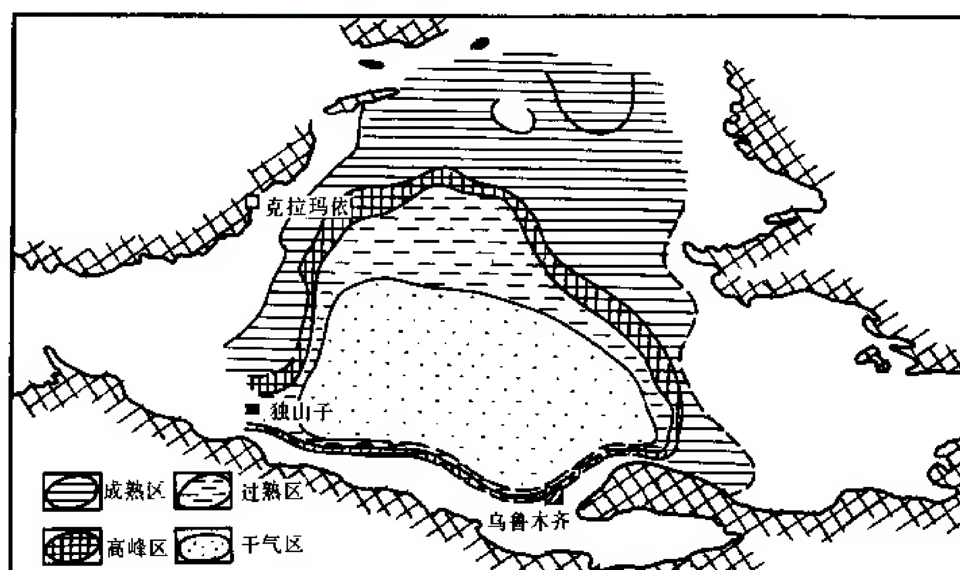


图 2-5-15 三叠系上统油气热演化图（现今）

第四节 油 源 对 比

一、盆地西北缘克拉玛依原油的油源对比

根据各种地质、地球化学的对比，我们认为克拉玛依原油主要与风成城组（P_1f）和乌尔禾组下亚组（P_2ur^a）有关，且与前者关系最为密切。

（一）风成城组（P_1f）

1.荧光显微分析结果

该组沥青具同生沥青的性质。新疆石油管理局孙玉善按岩石结构、构造的不同，又将同生沥青分为以下两种，它们各具发光特征：①在一些不具纹层构造的块状岩石中，如很致密的细晶白云质沉凝灰岩和凝灰质泥质白云岩、凝灰质次生粉晶白云岩中，它们的基质均发弥漫状黄、褐、橙或橙黄、褐黄光，在反射光下多发金黄光；②纹层—显微纹层构造发育的岩石中，如凝灰质泥质白云岩，由泥质白云岩、泥质沉凝灰岩、粉砂级火山碎屑岩相间而成纹层，呈层状发光。就是在纹层的泥质粒度部分发深褐色—褐黄色光，在粉砂级火山碎屑夹层中发褐黄—橙黄和黄光。

2.岩石抽提物的饱和烃气相色谱

它与该区原油具有一致性。图 2-5-18 为正构烷烃分布曲线图，图 2-5-19 为类异戊间二烯烷烃分布曲线对比图，它们都具有较好的一致性。

3.芳香烃色谱对比

图 2-5-20 为风 3 井原油与岩石抽提物芳香烃组分的色谱—质谱重建离子流图。从图上可以看到它们的芳香烃组成主要是萘、烷基萘和菲、烷基菲，而大于三环的芘、蒽、䓛、苝的含量很低，表明了芳香烃组成上较好的一致性。

4.规则甾烷 C_{27}/C_{29} 和 C_{28}/C_{29} 关系

风成城组生油岩与克拉玛依原油关系最为密切，在 C_{27}、C_{28}、C_{29} 相对百分含量三角图



图 2-5-16　二叠系上统油气热演化图

(a) 侏罗纪末期；(b) 白垩纪末期；(c) 现今



(a)
克拉玛依
独山子
乌鲁木齐

(b)
克拉玛依
独山子
乌鲁木齐

(c)
克拉玛依
独山子
乌鲁木齐

(d)
克拉玛依
独山子
乌鲁木齐
成熟区 过熟区
高峰区 干气区

图 2-5-17　二叠系下统油气热演化图

(a) 二叠纪末期；(b) 侏罗纪末期；(c) 白垩纪末期；(d) 现今



相对含量(%)　20　16　12　8　4　0
C_{12} C_{16} C_{20} C_{24} C_{28} C_{32}

油82—09 乌5井 1409~1415m T_2k^1

油82—034 风3井 3243~3249m P_1f

岩83—187 风5井 3191.11~3191.38 P_1f

油82—08 135井 2784~3064m P_2

油82—06 风3井 3243~3249m P_1f

岩83—19 风7井 3197.87~3201.50m P_1f

油83—01 风7井 3129.90~3129.97m P_1f

油82—071 风6井 3466.60~3466.92m P_1f

岩83—210 风7井 3226.52~3226.79m P_1f

油82—01 风3井 3200~3233m P_1f

岩82—238 风7井 3154.45~3154.70m P_1f

油82—064 乌40井 3212.40~3213.11 P_1f

油82—01(1) 风3井 3200~3233m P_1f

岩82—288 风3井 3174~3266m P_1f

岩82—236 风7井 3183.03~3183.23m P_1f

图 2-5-18 风成城地区原油和 P_1f^2 生油岩正构烷烃分布曲线对比图



油82—09 乌5井 1409~1415m T_2k^1

油82—034 风3井 3243~3249m P_1f

岩83—187 风5井 3191.11~3191.38m P_1f

油82—08 135井 3064~2784m P_2

油82—06 风3井 3243~3249m P_1f

岩83—19 风7井 3197.87~3201.50m P_1f

油83—01 风7井 3129.90~3129.97 P_1f

油82—071 风6井 3466.60~3466.92m P_1f

岩83—210 风7井 3226.52~3226.79m P_1f

油82—01 风3井 3200~3233 P_1f

岩82—238 风7井 3154.45~3154.70m P_1f

油82—236 风7井 3183.03~3183.23m P_1f

油82—01(1) 风3井 3200~3233m P_1f

岩82—288 风3井 3174~3266m P_1f

油82—064 乌40井 3212.40~3213.11m P_1f

2.4 2.0 1.6 1.2 0.8 0.4 0.0

1/2 2/3 3/4 4/5 5/6 6/7 6/8 7/9

图 2-5-19 风成城地区原油和 P_1f^2 生油岩类异戊二烯烷烃分布特征图

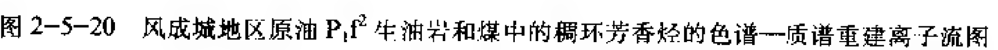


图 2-5-20　风成城地区原油 P_1f^2 生油岩和煤中的稠环芳香烃的色谱—质谱重建离子流图



上也是这样（图 2-5-21 和图 2-5-22)。

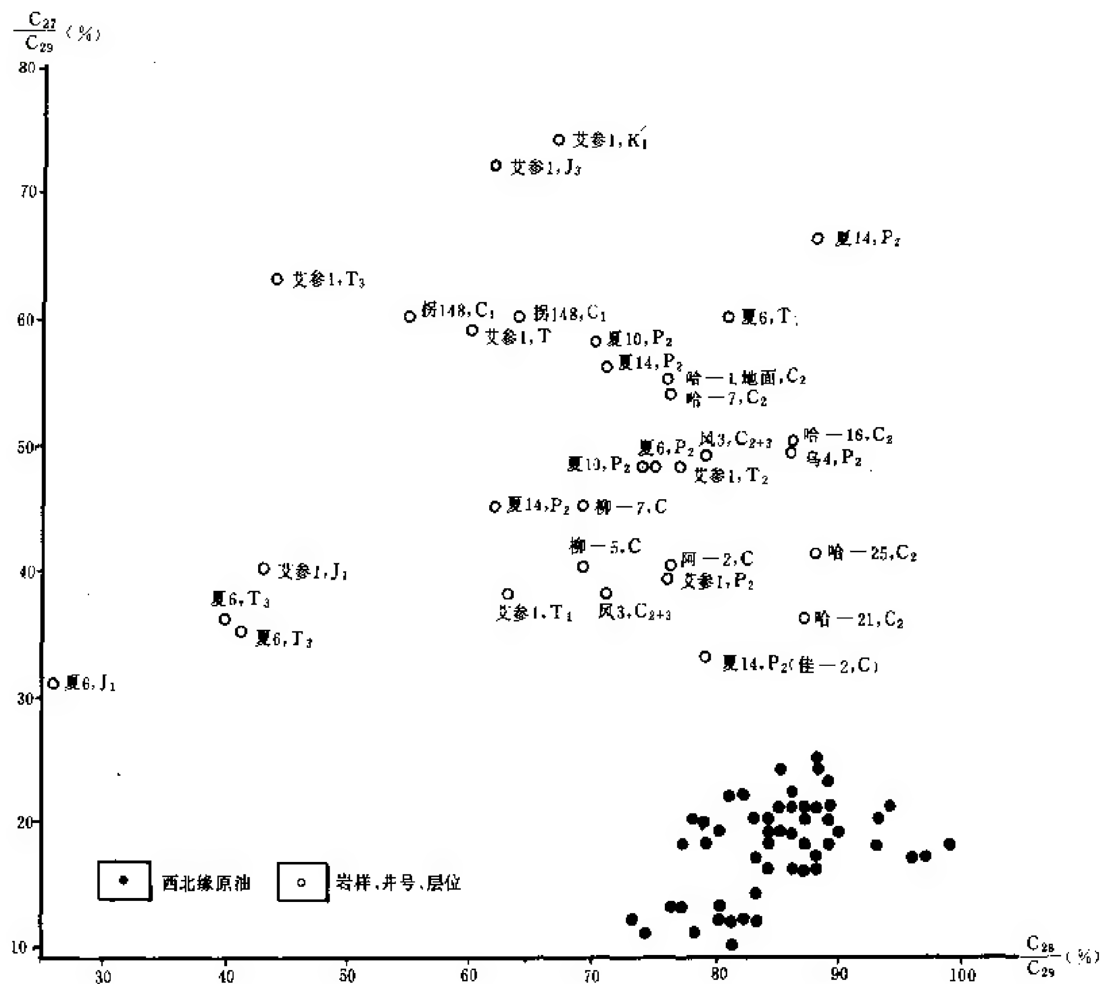


图 2-5-21　西北缘原油和各可能生油岩规则甾烷 C_{28}/C_{29} 与 C_{27}/C_{29} 关系图

5.用干酪根热解产物中的生物标志化合物进行对比

图 2-5-23 为原油、岩石抽提物、干酪根热解产物及晶胞有机质中 C_{27}、C_{28}、C_{29} 三类规则甾烷相对百分含量三角图，说明它们之间有一定的亲缘关系。同原油、岩石抽提物一样仅有萘、烷基萘和菲、烷基菲系列，而缺乏四环以上的稠环芳香烃。

6.同位素类型曲线

克拉玛依原油与风成城组生油岩是有亲缘关系的（图 2-5-24)。

（二）本区原油与上二叠统乌尔禾组下亚组（P_2ur^a）的成因关系

从类异戊间二烯烷烃的姥鲛烷／植烷和降姥鲛烷／姥鲛烷关系图（图 2-5-25）中可以看到，除了 P_1f^2 生油岩落在克拉玛依原油密集点群之中，还有 P_2ur^a 生油岩也落入其中。

从甾烷化合物在油源对比中最有效的 C_{27}、C_{28}、C_{29} 规则甾烷相对百分含量三角图（图 2-5-26）上也可以看到，P_2ur^a 生油岩也与克拉玛依原油有成因关系。

二、盆地南缘西部油源对比

准噶尔盆地南缘西部，指乌鲁木齐以西至乌苏县四棵树的天山山前地区。该区主要有两套可能的生油岩，一为侏罗系三工河组（J_1s），还有下第三系安集海河组（$E_{2-3}a$）。在该区

油气苗星罗棋布，分布广泛：如红沟油苗、托斯台油气苗群等。涉及的层位有侏罗系、白垩系和上、下第三系。此外，还有独山子、齐古油田和古牧地、霍尔果斯等含油构造。

（一）第三系原油来自第三系安集海河组（$E_{2-3}a$）

1.原油与生油岩有共同的植烷优势

下第三系安集海河组，是一套以腐泥型为主的生油岩。其抽提物的类异戊间二烯烷烃中姥鲛烷与植烷比值的中位值为0.59（16个样品，最小为0.21），表明有明显的植烷优势。第三系原油共有10个样品，其中有8个姥／植值小于1.0，其中位值为0.84。7个类异戊间二烯烷烃的分布曲线也有较好的一致性。

2.安集海河组与第三系原油有相同的甾烷组成

安集海河组7块样品中胆甾烷为37.16%（28.19%～47.85%），麦角甾烷为25.05%（19.82%～31.59%），谷甾烷为37.79%（32.33%～42.61%）。表现为$C_{27}>C_{28}<C_{29}$的特征，和第三系原油的甾烷分布特征相当吻合（表2–5–5，图2–5–27、图2–5–28），清楚地表明了亲缘关系。

3.原油、生油岩都含有特征化合物γ—蜡烷

第三系原油以含γ—蜡烷为特征，在中、新生界的泥岩中，唯独安集海河组含γ—蜡

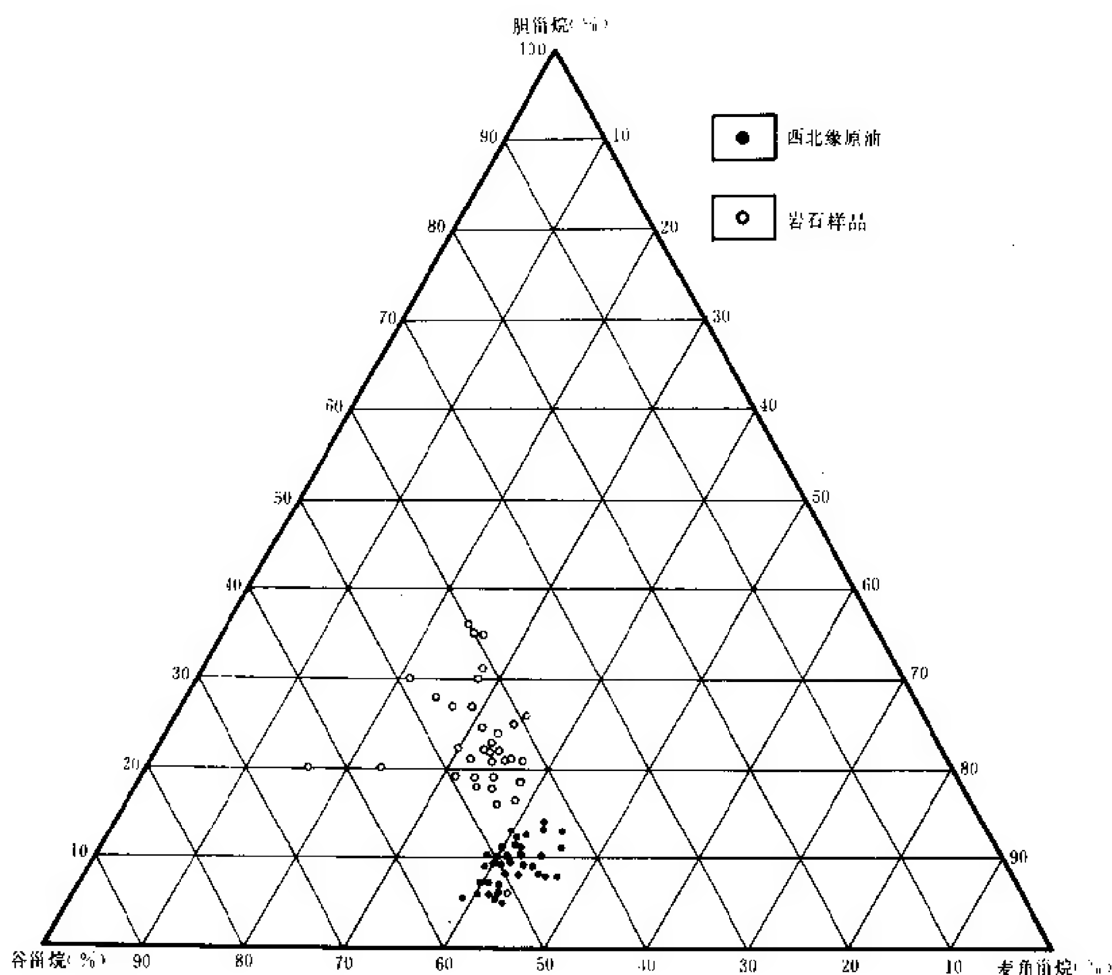


图2–5–22　准噶尔盆地西北缘原油岩石中规则甾烷三角图

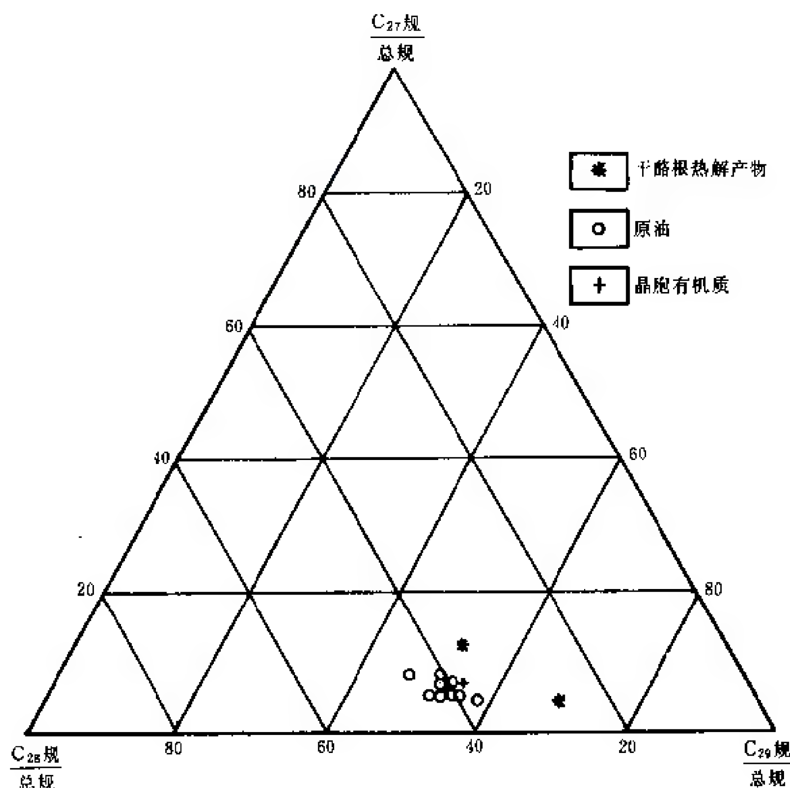


图 2-5-23 风成城原油和风成城组 P_1f^2 干酪根热解产物及晶胞有机质中 C_{27}—C_{29} 甾烷相对百分含量三角图

表 2-5-5 第三系原油、生油岩甾烷组成对比表

样品类别	甾烷组成（%）			样品数（块）
	C_{27}	C_{28}	C_{29}	
生油岩	37.16	25.05	37.79	7
原 油	38.36	24.84	36.80	8

烷。西参 2 井岩屑—1、玛—27 样品，定量计算 γ—蜡烷分别占藿烷的 5.68%和 6.67%。原油和生油岩中 γ—蜡烷的存在，说明它们具有成因关系。

4.稳定碳同位素对比

根据石油碳同位素分馏机理，饱和烃、原油、芳香烃、非烃、沥青质的稳定碳同位素依次变重。油源岩的抽提物 $\delta^{13}C$ 值大于原油和小于芳香烃，油源岩干酪根 $\delta^{13}C$ 值大于沥青质。用 Stahl，J.W.（1977）同位素曲线对比，尽管原油受到生物降解，非烃和沥青质碳同位素变轻，但原油和生油岩的碳同位素资料仍然可以说明具有亲缘关系（图 2-5-29）。

5.卟啉对比

独 201 井原油中检出 322ppb 的镍卟啉，第三系安集海河组 3 块生油岩样品，分别含 57.74ppb 和 42ppb 镍卟啉；而三叠系、侏罗系生油岩中未检出卟啉化合物，也说明安集海河组是第三系原油的油源岩。

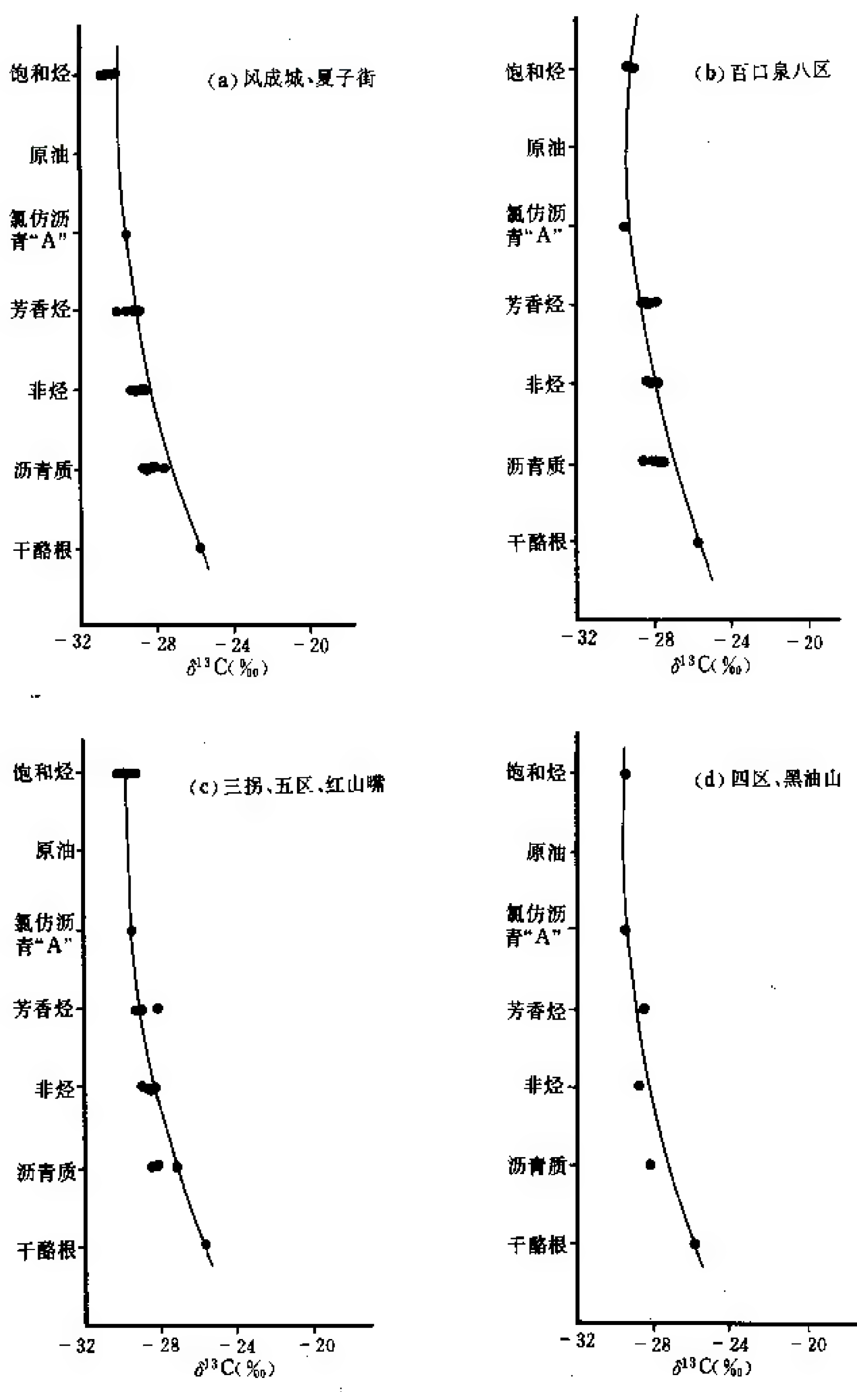


图 2-5-24 不同地区原油各组分和 P_1f^2 生油岩“A”以及干酪根碳同位素类型曲线对比图

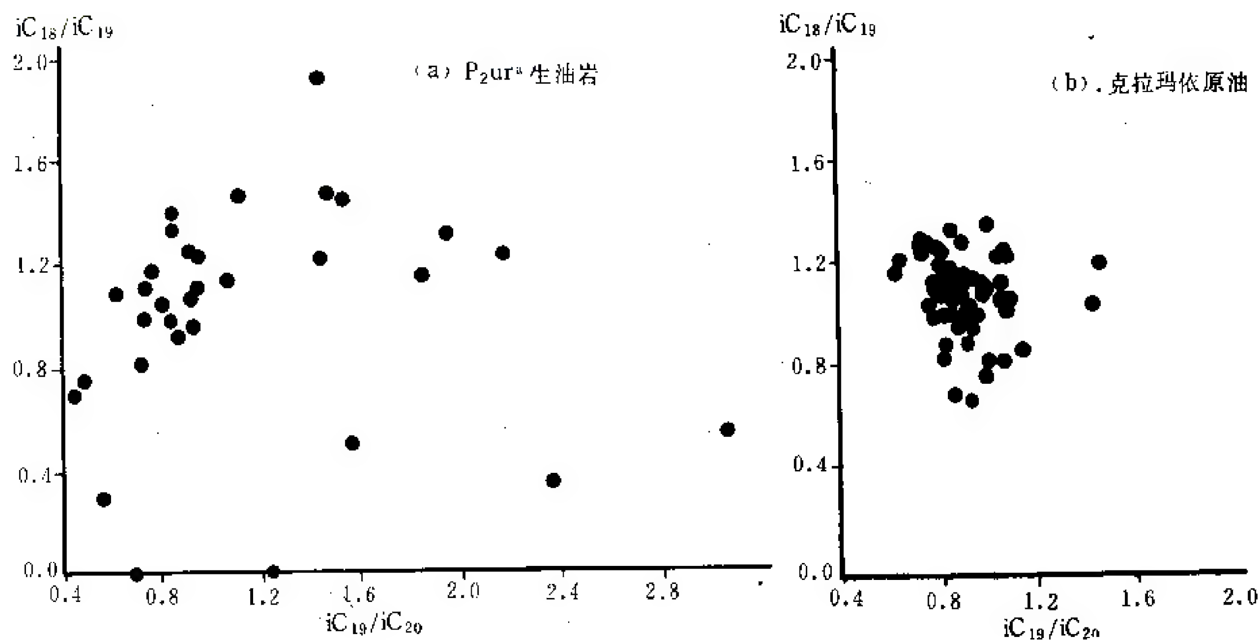


图 2-5-25　P_2ur^a 生油岩、克拉玛依原油 iC_{18}/iC_{19} 与 iC_{19}/iC_{20} 比值关系图

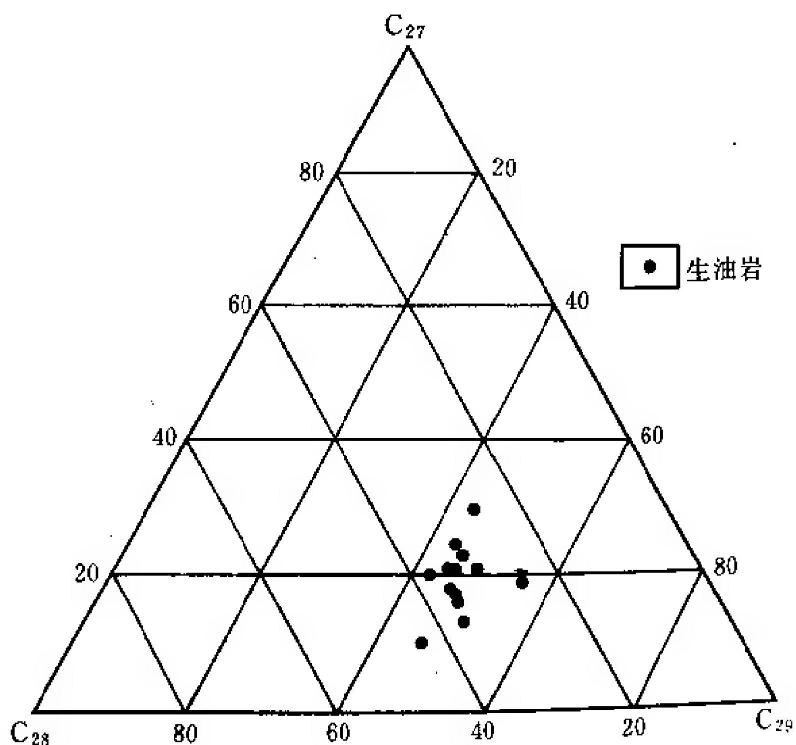


图 2-5-26　P_2ur^a 生油岩 C_{27}—C_{29} 甾烷相对百分含量三角图

(a) 第三系原油与第三系生油岩

相对含量(%)

iC_{13} iC_{14} iC_{15} iC_{16} iC_{18} iC_{19} iC_{20}

异戊二烯烷烃

(b) 第三系原油与第三系生油岩

相对含量(%)

C_{27} C_{28} C_{29}

(c) 独山子原油与第三系生油岩

相对含量(%)

C_{27} C_{28} C_{29}

(d) 侏罗-白垩系原油与侏罗系生油岩、煤

相对含量(%)

iC_{13} iC_{14} iC_{15} iC_{16} iC_{18} iC_{19} iC_{20}

类异戊间二烯烷烃

(e) 侏罗—白垩系原油与侏罗系生油岩

相对含量(%)

C_{27} C_{28} C_{29}

5α, 14α, 17α(20R)

原油、油苗、油砂　　生油岩、煤

图 2-5-27　南缘西部原油、生油岩的异构烷烃和甾烷含量分布对比图

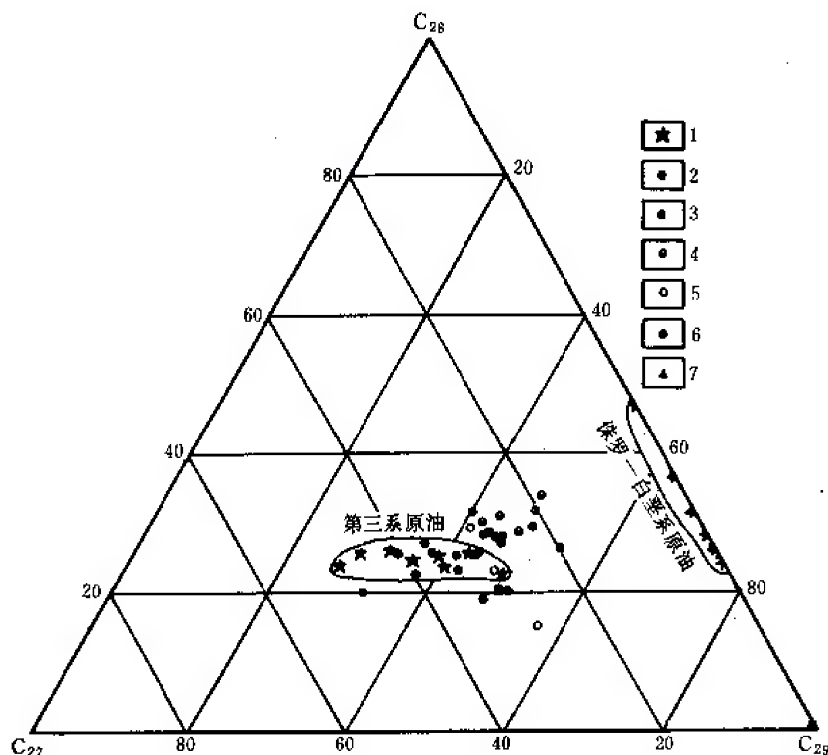


图 2-5-28　南缘油样、岩样规则甾烷百分组成图

1—油样；2—第三系安集海河组岩样；3—白垩系岩样；4—侏罗系三工河组岩样；5—三叠系岩样；6—石炭系岩样；7—侏罗系西山窑组煤、陆 3 井煤

（二）侏罗—白垩系原油来自侏罗系煤系地层

本区侏罗—白垩系原油（包括古牧地 5 井 J_1s—J_2x 原油），它们基本不含胆甾烷而高含麦角甾烷和谷甾烷、类异戊间二烯烷烃为姥鲛烷优势。根据黄文英等（1980）的甾醇生态分析和澳大利亚鲍威尔有关姥鲛烷、植烷分布与沉积环境的论述，认为这种油的母质来自陆源植物。我们将本区三工河组（J_1s）生油岩与之对比，发现有较大的差别，首先其类异戊间二烯烷烃，大部分为姥、植均势，仅北托斯台与玛纳斯剖面三块样品为姥鲛烷优势（姥／植值为 1.92～2.22）。从甾烷分布特征来看，三工河、郝家沟、玛纳斯、北托斯台、阿尔钦沟小煤窑沟剖面 7 个样品，其胆甾烷为 19.70%～36.25%，麦角甾烷为 20.74%～28.29%，谷甾烷 38.04%～53.35%，与侏罗—白垩系原油甾烷组成不同，不具亲缘关系，从而否定三工河组是侏罗—白垩系油源岩的推测。

侏罗—白垩系原油缺乏 β—胡萝卜烷也未检出卟啉化合物，说明原始生油母质在生化阶段受过短时间的快速氧化作用，不完全氧化使得有机质中的脂色素分解而未能参与成油过程。该原油姥鲛烷优势，是有机质在沼泽环境下演化产物的特征。原油族组分碳同位素 $\delta^{13}C$ 值为−24.376‰～−27.861‰，反映其烃类的生源物与陆源高等植物来源有关。原油碳同位素富集，$\delta^{13}C$ 和稠环芳香烃苝的存在，标志着侏罗—白垩系原油与煤系有着共同的原始物质组成和相似的沉积成岩环境，从而把油源对比引向侏罗系的煤系地层。

侏罗系西山窑组煤系的类异戊间二烯烷烃具明显的姥鲛烷优势，姥鲛烷／植烷值为 6.86，高含谷甾烷，低含麦角甾烷和基本不含或微含胆甾烷。煤系的这些特征与原油极为相

似。此外，萜烷的低丰度三环、四环二萜和高丰度五环三萜，也是煤系与原油所具有的共同特征。碳同位素资料也显示出原油与煤系在成因联系上的亲缘关系（图 2-5-30）。

侏罗—白垩系原油有着独特的地球化学性质，与侏罗系煤系有着十分相似的地球化学特征，从而得出侏罗—白垩系原油是由侏罗系煤系地层所提供。

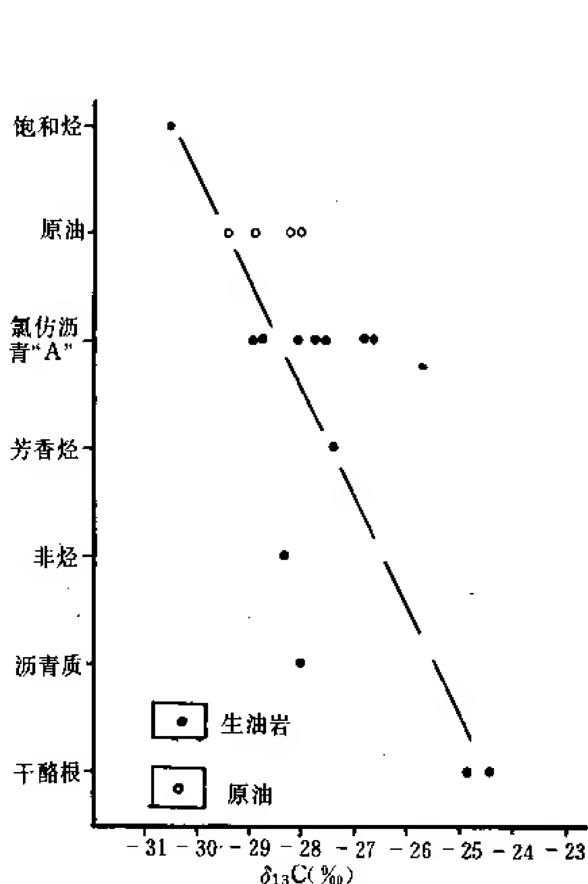


图 2-5-29 第三系原油、第三系生油岩碳同位素曲线

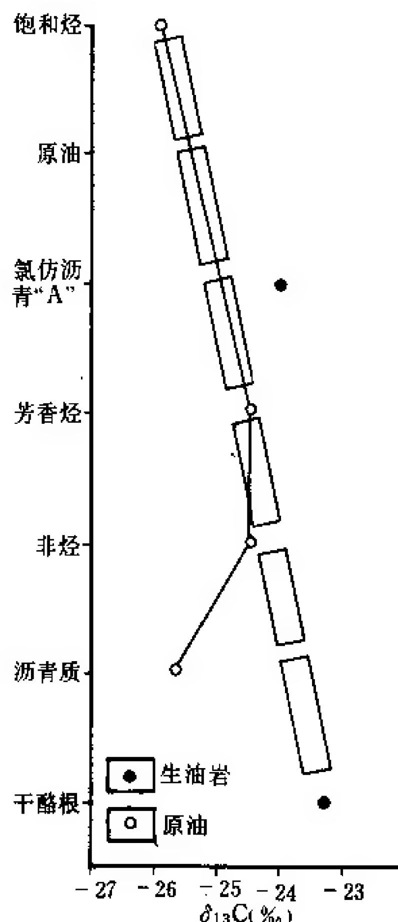


图 2-5-30 侏罗—白垩系原油玛红油苗石油类型曲线与西山窑煤样对比图

三、盆地南缘东部油源对比

在这里主要指乌鲁木齐、卖依布拉克油苗（J_3、K_1）和大龙口剖面的三台油苗（T_1）的油源对比。根据甾烷资料，卖依布拉克油苗胆甾烷为 22.05%，不同于其他侏罗—白垩系油苗，麦角甾烷为 33.12%，谷甾烷为 44.83%；三台油苗产于下三叠统，其下有上二叠统芦草沟组的油页岩和暗色泥岩生油岩，并有断层通过，其胆甾烷为 16.75%，麦角甾烷为 41.11%，谷甾烷为 42.13%；而乌鲁木齐仓房沟剖面上二叠统芦草沟组（P_2l）暗色泥岩中的胆甾烷为 24.58%，麦角甾烷为 32.28%，谷甾烷为 43.14%；大龙口剖面芦草沟组（P_2l）暗色泥岩生油岩中的甾烷为 24.39%，麦角甾烷为 33.86%，谷甾烷为 41.75%；如图 2-5-31 所示，具有一定的亲缘关系，它们的油源岩可能是上二叠统芦草沟组（P_2l）。

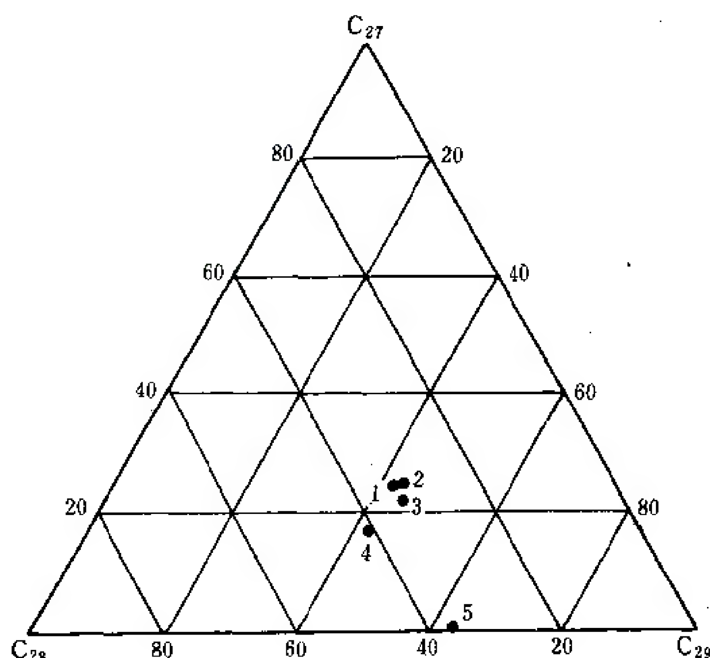


图 2–5–31　盆地南缘东部原油与芦草沟组（P_2l）生油岩规则甾烷组成三角图

1—岩 80—18、龙—3，P_2l；2—岩 81—165、仓热—15，P_2l；3—岩 80—10，卖依布拉克油苗；4—油 79—07，三台油苗；5—油 80—13，古牧地 5 井原油

四、盆地东部克拉美利山地区油源对比

根据生油岩评价研究，本区有两套生油岩：一套为下石炭统滴水泉组（C_1d），为较好的生油岩；一套为上二叠统平地泉组下段（P_2p^a），为好的生油岩。通过油源对比，认为彩参 1 井的含油岩屑中的油与下石炭统滴水泉组有亲缘关系；火南 1 井平地泉组（P_2p）原油与上二叠统平地泉组有成因关系。

（一）油与油的对比

彩参 1 井金沟组（C_2j）和将军庙组（P_1j）的含油砾岩中的原油具有较好的一致性。从饱和烃色谱资料可以看到，其主峰碳数都为 C_{19}，姥鲛烷／植烷值为 2.2～3.1。姥鲛烷／nC_{17} 值为 0.03～0.13，植烷／nC_{18} 值为 0.02～0.04。其正构烷烃分布曲线也极为相似（图 2–5–32）。而火南 1 井平地泉组（P_2p）主峰碳数为 C_{20}，姥鲛烷／植烷值为 1.32，姥鲛烷／nC_{17} 值为 1.02，植烷／nC_{18} 值为 0.77（图 2–5–33）。正构烷烃分布曲线也有明显的区别。

从甾烷资料看，彩参 1 井的两个油样甾烷 C_{27}／C_{29} 值为 0.91～0.21，C_{28}／C_{29} 值为 0.55～0.57，胆甾烷占总规则甾烷的 11.01%～11.8%，麦角甾烷占 31.4%～32.3%，谷甾烷占 56.7%～56.8%；而火南 2 井 P_2p 原油，其 C_{27}／C_{29} 值为 0.21，C_{28}／C_{29} 值为 0.71，胆甾烷明显较高，为 37.5%，谷甾烷降至 51.7%。从甾烷的成熟度指标来看，5α（H)—C_{29} 的 20S／（20S+20R）彩参 1 井为 47%，〔14β（H），17β（H）（20S+20R)—C_{29}〕／总 C_{29} 值为 50%，而火南 1 井平地泉组（P_2p）原油则分别为 43%和 23%，可见成熟度也有明显差别。

在色—质总离子流图上，火南 1 井平地泉组（P_2p）原油有 γ—胡萝卜烷以及 β—胡萝卜烷，而彩参 1 井巴塔玛依内山组（C_1b）和金沟组（C_2j）的原油，则基本未有显示（图

2-5-34)，也表明两者在成分上的差别。

上述对比表明属两种不同类型的原油。

（二）两个油源岩

1.原油和生油岩正构烷烃分布曲线的对比

彩参1井上石炭统金沟组原油（油82—059）与下石炭统滴水泉组黑色泥岩（岩82—204），地表剖面滴水泉组暗色泥岩（岩81—61）的正构烷烃分布曲线完全吻合（图2-5-35），同时，其姥鲛烷／植烷、姥鲛烷／nC_{17}、植烷／nC_{18}值也较为一致。而火南1井原油（油83—043）与彩参1井P_2p^a生油岩（岩83—2）、火南1井P_2p^a生油岩（岩83—310）的正构烷烃分布曲线也很相似（图2-5-36）。

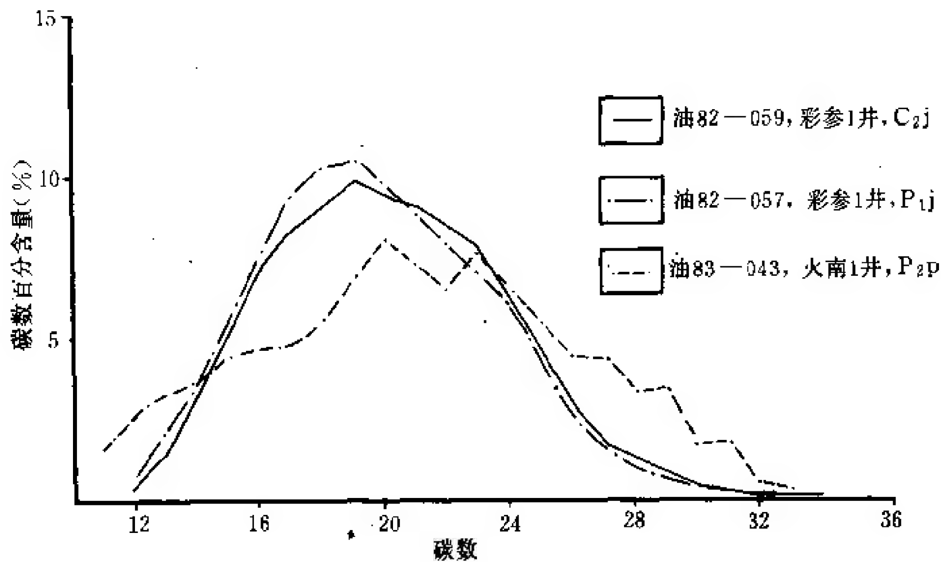


图2-5-32　彩参1井Pj和Cj火南1井原油正构烷烃分布曲线对比图

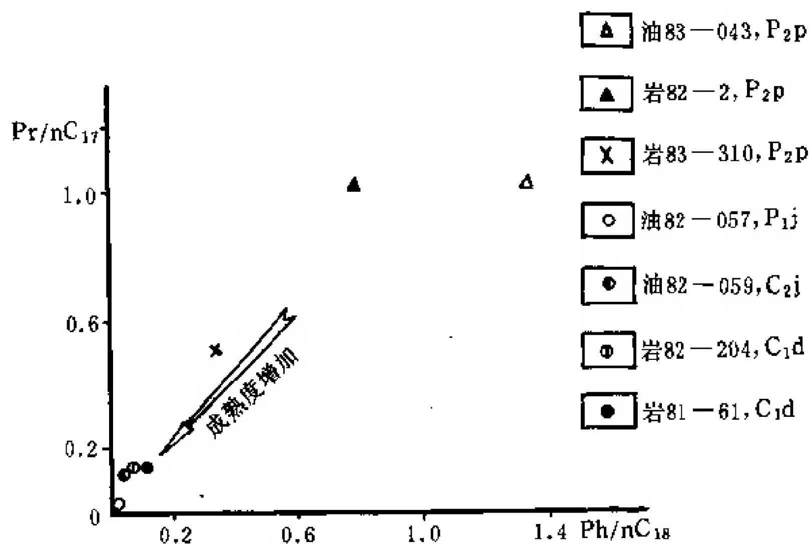
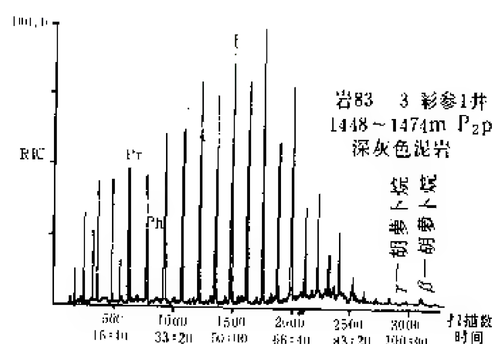
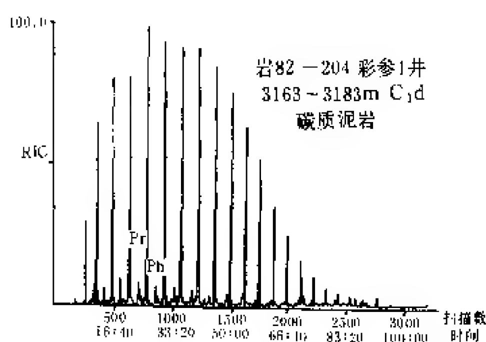
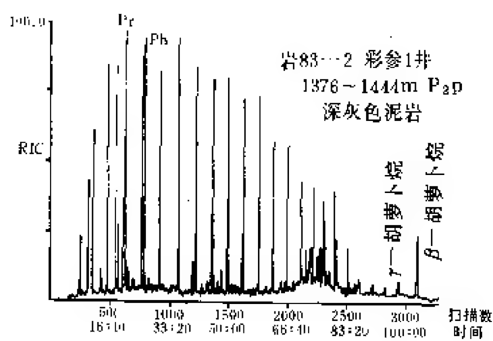
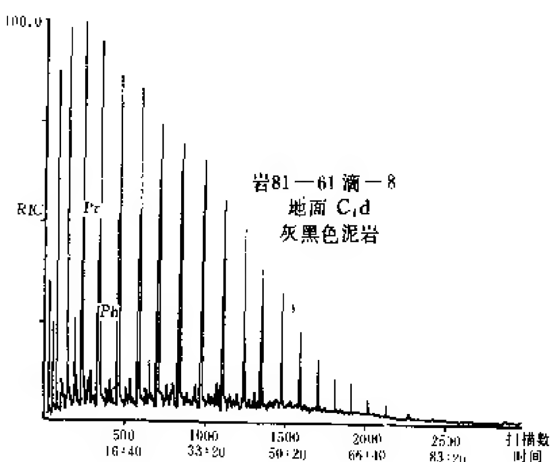


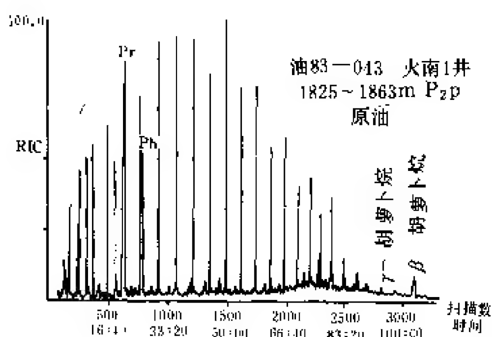
图2-5-33　五彩湾地区原油和生油岩Pr/nC_{17}与Ph/nC_{18}关系图











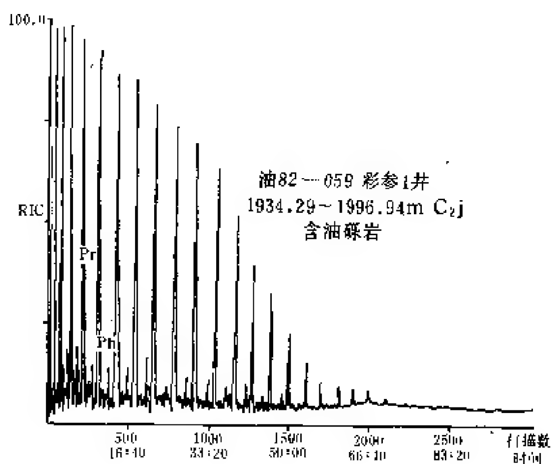


图 2-5-34 五彩湾地区石炭系、二叠系原油及岩石抽提物总离子流图特征对比



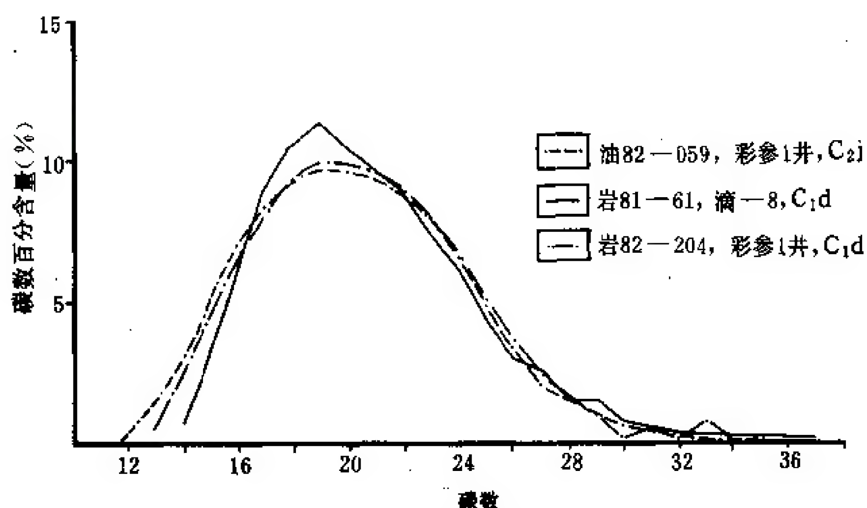


图 2-5-35　石炭系原油与生油岩正烷烃分布曲线对比图

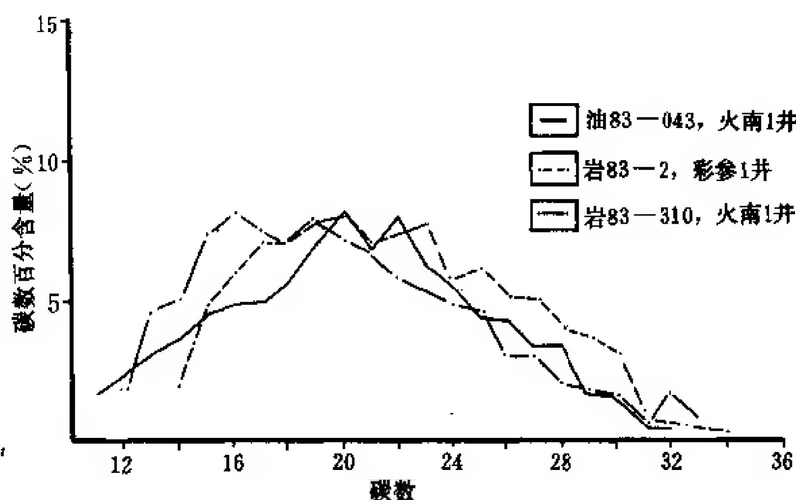


图 2-5-36　二叠系平地泉组（P_2p）原油与生油岩正烷烃分布曲线对比图

2.甾烷分布特征上的对比

从图 2-5-37、2-5-38 可以看到 C_{28}（麦角甾烷）/ C_{29}（谷甾烷）值，在彩参 1 井金沟组（C_2j）含油砾岩中的原油为 0.57，而井下和地表滴水泉组生油岩抽提物为 0.57~0.61；火南 1 井平地泉组原油该比值为 0.71，而火南 1 井和彩参 1 井平地泉组生油岩抽提物为 0.72~0.74。

图 2-5-37 五彩湾地区原油与生油岩甾烷对比图



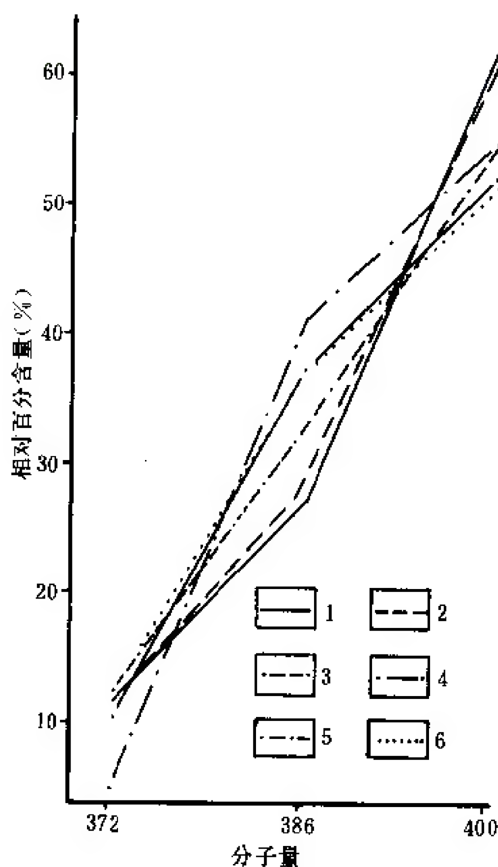


图 2-5-38　五彩湾地区原油与生油岩甾烷指纹对比图

1—彩参 1 井，C_2j，1994～1996 米，含油砾岩；2—彩参 1 井，C_1d，3163～3183 米，碳质泥岩；3—滴—8，C_1d，地面，碳质泥岩；4—火南 1 井，P_2p，1863～1825 米，原油；5—彩参 1 井，P_2p，1376～1444 米，暗色泥岩；6—火南 1 井，P_2p，1804～1800 米，含油粉砂岩

3.胡萝卜烷的对比

下石炭统滴水泉组（C_1d）生油岩及与之相关的彩参 1 井原油不具 γ—胡萝卜烷和 β—胡萝卜烷，而上二叠统平地泉组（P_2p）生油岩及与之相关的火南 1 井原油则富含 γ 和 β—胡萝卜烷（图 2-5-34）。

五、小结

根据油源对比初步研究的成果，对于准噶尔盆地的油源对比有以下几点认识：

1）准噶尔盆地西北缘克拉玛依油区的原油主要与风成城组（P_1f）和上二叠统乌尔禾组下亚组（P_2ur^a）生油岩有一定的成因关系，而与上三叠统白碱滩组（T_3b）、下侏罗统三工河组（J_1s）无关。

2）南缘西部第三系原油与下第三系安集海河组生油岩（$E_{2-3}a$）有关，而侏罗—白垩系原油（包括古牧地原油）主要与下侏罗统八道湾组—西山窑组的煤系地层有关。

3）南缘东部卖依布拉克油苗和三台油苗可能与上二叠统芦草沟组（P_2l）有关。

4）东部克拉美利山地区彩参 1 井井下巴塔玛依内山组（C_1b）含油砾岩、金沟组（C_2j）和将军庙组（P_1j）的含油砾岩中的原油主要与下石炭统滴水泉组（C_1d）有关，而火南 1 井上二叠统平地泉组中的原油则与平地泉组下段（P_2p^a）生油岩有关，属自生自储的性质。

以上认识还有待进一步工作来证实和深化。

第六章　储集层

第一节　概　　述

在新疆准噶尔盆地13万平方千米的面积内，通过30多年的石油勘探与油田开发实践，已发现具有工业油气流的储集层共21个。无论是上古生界的石炭系、二叠系，还是中生界的三叠系、侏罗系、白垩系，乃至新生界的第三系都有油气储集层。在这21个储集层中，已证实具有一定的油气探明地质储量的储集层有18个。下面按它们在地层剖面中自下而上顺序分别叙述。

一、石炭系岩浆岩、变质岩组（C）

分布于盆地西北缘车排子—百口泉地区，埋藏深度540～2520米，钻井揭露厚度205～852米，储集层的有效厚度10.4～45.2米。

岩性主要为基性、中性及部分酸性喷发岩、侵入岩，变质岩及沉积岩。基性喷发岩为玄武岩，具斑状或少斑无斑结构，斑晶主要由斜长石组成，杏仁状气孔发育，其间充填绿帘石、沸石、绿泥石等。中性喷发岩为深灰色安山岩，具斑状及少斑或无斑结构，斑晶由斜长石（占45%～90%）、辉石、角闪石等组成，气孔中充填绿泥石、硅石及方解石。酸性喷发岩有流纹岩、珍珠岩、黑曜岩等。侵入岩主要为石英闪长岩和石英钠长斑岩，由灰白色长石和暗绿色普通角闪石组成。火山碎屑岩为火山角砾岩、凝灰岩、角砾熔岩，成分与熔岩相同。沉积岩为正常沉积的碎屑岩，如砾岩、砂砾岩、砂岩等。砾石成分均为火山岩，砾径4～10毫米，含量60%～80%。砂岩成分主要为石英、长石及火山碎屑。

二、下二叠统佳木河组上亚组（P_1j^2）

分布于盆地西北缘的克拉玛依油田五区、七区、八区及百口泉油田检188断块等地，埋藏深度770～4150米，钻井揭露厚度200～370米，有效厚度10.4～46.9米。

岩性为一套熔岩、火山碎屑岩、次火山岩及砂砾岩互层。熔岩为灰色、灰黑色玄武岩、角砾熔岩及紫红色安山岩，致密坚硬，气孔发育，具杏仁构造和斑状结构。斑晶有斜长石、中长石、辉石等，基质由斜长石、更长石、辉石及磁铁矿组成。角砾熔岩成分为玄武岩，气孔和裂缝中充填有绿泥石、沸石及方解石。火山碎屑岩包括火山角砾岩及凝灰岩，角砾成分主要为玄武岩及安山岩，角砾直径一般为5～25毫米。凝灰岩的碎屑有安山岩、玄武岩、粗面岩等，并有斜长石、石英、辉石晶屑等。次火山岩为黑灰色辉绿岩，具辉绿结构及斑状结构、块状构造；矿物成分以基性斜长石为主，含少量辉石、磁铁矿。砂砾岩砾石成分为火山熔岩及火山碎屑岩，分选好—差，磨圆度差。在克拉玛依油田八区，熔岩为浅灰绿、浅肉红色流纹岩。剖面上为三套，即上高阻与下高阻流纹岩夹砂砾岩，流纹岩视电阻率高达140～270欧姆米；而中间夹的砂砾岩则为低阻，视电阻率只有5～13欧姆米。

三、下二叠统风成城组（P_1f）

分布于盆地西北缘的风成城油田，埋藏深度3200～3600米，沉积厚度363～483米，有效厚度21.5米。

岩性自上而下分为三段，即风一段、风二段和风三段。油气主要分布在风二段内。

风二段岩性主要为深灰色白云质泥岩和泥质白云岩，夹少量细砂岩及沉凝灰岩，含硅质白云岩条带。泥质白云岩中的白云石含量为 50%～80%，晶粒大小为 0.1～0.25 毫米，泥质含量 15%～25%，凝灰质含量 5%。白云质泥岩具水平层理和微细层理，裂缝发育，多被方解石、沸石充填，泥质含量大于 50%，成分主要为伊利石，其次为火山尘。砂岩属杂砂岩，成分有石英（5%）、长石（35%）、火山岩块及变泥岩块（60%），胶结物成分为硅质（5%）、白云石（10%）、泥质（3%）及少量沸石、黄铁矿。

四、上二叠统乌尔禾组下亚组（P_2ur^a）

主要分布于盆地西北缘的克拉玛依油田八区，埋藏深度 2950 米，沉积厚度 80～815 米，有效厚度 83 米。

岩性自上而下分为五段：下乌一段（P_2ur^{a-1}）、下乌二段（P_2ur^{a-2}）、下乌三段（P_2ur^{a-3}）、下乌四段（P_2ur^{a-4}）及下乌五段（P_2ur^{a-5}）。下部的 P_2ur^{a-4} 和 P_2ur^{a-5} 为一套灰绿色、灰黑色砾岩，砾石成分为偏酸性熔岩；中部 P_2ur^{a-3} 为一套沉凝灰质角砾岩，正常洪积砾岩夹砂岩透镜体；上部 P_2ur^{a-2} 及 P_2ur^{a-1} 为棕褐色砾岩。中部及上部砾岩的砾石成分为火山碎屑岩（凝灰岩等）。上部砾岩分选差，呈尖棱角状，铁染泥质含量高。胶结物为泥质（9.3%）、方解石（5.9%）、方沸石（4.7%），胶结致密坚硬。砾石粒径从 2 毫米至 260 毫米不等，一般 2～25 毫米，以细小砾岩为主（53%），其次为不等粒巨—粗砾岩（28%）。微裂缝发育，多被方解石、沸石等充填。

五、上二叠统乌尔禾组上亚组（P_2ur^b）

分布于盆地西北缘克拉玛依油田五区，埋藏深度 2300～2900 米，沉积厚度 100～200 米，有效厚度 18 米。

岩性为灰绿色不等粒砾岩夹褐红色或黑色薄层砂质泥岩或泥岩。砾岩的砾石成分以灰黑色变质泥岩、变质砂岩为主，含少量火成岩块。砾石磨圆好，分选差。胶结物为泥质，胶结中等至疏松。砾岩的砾径从 2 毫米至 50 毫米，最大可达 90 毫米。砾岩占剖面的 64%～91%，砂岩占 9%～12%，泥岩占 3%～22.8%。本组以桔红色沸石的出现为特征。

六、上二叠统平地泉组（P_2p）

分布于盆地东部的五彩湾—大井地区，是火烧山油田的主要目的层。埋藏深度 800～2300 米，沉积厚度 1500～2000 米，有效厚度 21.8 米。

岩性为浅灰、灰白色粉砂岩，灰色、灰褐色中细砂岩与灰黑色、深灰色泥岩，泥质白云岩、粉砂质泥云岩的薄互层。砂岩中斜层理发育，粉砂岩中水平层理、水平波状层理及泥质纹层发育。泥岩中有壳类化石及鱼骨化石。粉砂岩中见鲕粒灰岩和碳酸盐化膏泥岩。砂岩成分中石英占 3%～10%，长石占 7%～60%，岩屑占 30%～70%。岩屑成分为安山岩、凝灰岩、变质泥岩、霏细岩等。胶结物含量 7%～26%，成分为方解石、方沸石、白云石、泥质和菱铁矿。从上到下，石英、长石次生加大现象渐趋显著。

七、上二叠统梧桐沟组（P_2wt）

分布于盆地东部北三台至三台地区。埋藏深度 2100 米，沉积厚度 70～120 米，有效厚度 4.4 米。

岩性为砾岩、砂岩及砂质泥岩组成，油气储存于中—细砂岩及粗砂岩中。碎屑成分以凝灰岩为主，含量为 55%～75%，中—细砂岩分选较好，颗粒呈次棱角状，但粗砂岩分选差，颗粒呈半圆状。胶结物为方解石、高岭石，胶结致密。

八、下三叠统韭菜园子组（T_1j）

分布于盆地东部北三台至三台地区。埋藏深度 1910 米，沉积厚度 200～240 米，有效厚度 2.3 米。

岩性为棕褐色中—细砂岩夹泥岩和砂质泥岩。砂岩碎屑以凝灰岩为主，含量为 45%～65%，其次为斜长石和变质泥岩等。分选中等，颗粒呈次棱角状，胶结物以绿泥石为主，胶结致密。

九、下三叠统百口泉组（T_1b）

分布于盆地西北缘的百口泉—夏子街地区。埋藏深度 700～2500 米，沉积厚度 80～200 米，有效厚度 9.7～30.4 米。

岩性为一套灰绿—棕红色块状砾岩夹不稳定的薄层透镜状砂岩和泥岩。砾岩为不等粒砾岩和细粒小砾岩，砾石成分为变质砂泥岩和花岗岩块，粒径 5～50 毫米，分选差，半圆—次棱状，砂屑成分为石英、长石，含量 25%～35%，胶结物含量 15%～20%，成分主要为泥质和云母。

整个百口泉组自上而下分为三个正韵律砂层组，即 B_1、B_2、B_3。B_1 的沉积厚度平均为 66.6 米，砾岩占 71.8%；B_2 的沉积厚度平均 46.8 米，砾岩占 77%；B_3 的沉积厚度 48 米，砾岩占 77%。

十、中三叠统克拉玛依组下亚组（T_2k^1）

简称克下组，分布于盆地西北缘红山嘴—夏子街地区。埋藏深度 300～2500 米，沉积厚度 20～250 米，有效厚度 1.5～45.4 米。

岩性为一套灰绿色、棕褐色的厚层砾岩、含砾状巨—粗砂岩、中—细砂岩、粉砂岩与泥岩的正韵律组合。一般分为两个砂层组，即上部 S_6 砂层组和下部 S_7 砂层组。砾岩集中分布于 S_7 砂层组内，占剖面的 40%～95%，一般为 50%左右。岩石矿物成分以变质泥岩块、变砂岩块为主（24.6%～51.4%），其次为石英和长石。岩石颗粒粒径中值为 0.156～2.317 毫米，分选系数 2～3.68，胶结物为泥质和碳酸盐。S_6 砂层组以中—细砂岩、粉砂岩及泥质粉质砂岩为主。中—细砂岩占剖面的 33%～48.7%，最高可达 77%，粒径中值 0.041～0.15 毫米，分选系数 1～3.1，岩矿成分以沉积岩块为主（50%），其次为石英和长石。胶结物为泥质和碳酸盐，发育水平层理。

十一、中三叠统克拉玛依组上亚组（T_2k^2）

简称克上组，分布范围基本同克下组，埋藏深度 100～2300 米，沉积厚度 30～310 米，有效厚度 2.4～21.8 米。

下部为灰白、灰褐色小砾岩，砾状砂岩，含砾粗砂岩，上部为灰白色中—细砂岩、泥质砂岩及粉砂岩。砾岩占剖面的 8.3%～73.4%，一般为 20.1%～25.8%。岩矿成分以石英、长石、沉积岩块和变质岩块为主，小砾岩中多见变质泥岩块。胶结物以泥质为主，占 8.1%～22.8%。岩石颗粒粒径中值为 0.067～1.52 毫米，分选系数 1.8～3.69，砂体多呈透镜状。

十二、上三叠统白碱滩组（T_3b）

分布于盆地西北缘克拉玛依油田七区、八区及十区等地区，埋藏深度 950～2000 米，沉积厚度 27～91 米，有效厚度 5～5.9 米。岩性分上、下两段，下部为泥岩，上部为深灰色泥岩与灰褐色粉—细砂岩互层。交错层理发育，岩矿成分以变质泥岩块为主，含量为 34.5%～89.1%，其次为长石和石英，胶结物为泥质、泥灰质。

十三、下侏罗统八道湾组（J_1b）

分布于盆地西北缘红山嘴油田的红浅 1 井区，克拉玛依油田二区、七区、八区、530 井



区及乌尔禾一夏子街地区。埋藏深度 220～1800 米，沉积厚度 60～430 米（西北缘）及 2000 米（东部），有效厚度 8.2～28.0 米。

岩性为一套灰色、灰绿色砂砾岩和泥岩的正旋回韵律组合。砂岩成分以石英为主，长石次之。磨圆度为次棱—圆状，粒度越粗，圆度越好。砾岩为中小砾岩（2～50 毫米），圆度较好，次圆一圆状，成分为火成岩和变质岩。细砂岩常见交错层理及微细层理，富含碳化植物碎片；粗砂岩中有褐煤分布。砂砾岩均为砂泥质胶结，疏松—中等。本组自上而下分 5 个砂层组：Bd_1、Bd_2、Bd_3、Bd_4、Bd_5，油气分布于 Bd_1、Bd_4 及 Bd_5 中。在盆地西北缘的克拉玛依油田七区，Bd_5^1 为主要储集层，上部为砂岩，下部为砾岩，砾石粒径 5～50 毫米，最大可达 130 毫米。在红山嘴油田的红浅 1 井区则为灰绿、灰褐色砂岩、砂质不等粒砾岩和砾状砂岩。

十四、下侏罗统三工河组（J_1s）

主要分布于盆地南缘的齐古油田。埋藏深度 1500 米，沉积厚度 461 米。为黑色及灰绿色泥岩、碳质泥岩与灰绿色砂岩及砾状砂岩互层，盆地东部为灰绿色泥岩与灰色粉砂岩、泥质粉砂岩略等厚互层，夹少量灰色、灰黑色细砂岩。

十五、中侏罗统西山窑组（J_2x）

主要分布于盆地南缘的齐古油田。埋藏深度 1100 米，沉积厚度 296 米，有效厚度与三工河组合计 43 米。

岩性为灰色、灰白色砂岩，砾状砂岩与棕红、暗褐及灰绿色泥岩互层，夹薄煤层，底部砂岩为油层。盆地东部为灰绿色粉砂岩、含砾砂岩和泥质砂岩与泥岩互层，夹煤层。

十六、中侏罗统头屯河组（J_2t）

分布于盆地东部的东泉堤隆（博格达山前断褶带与帐—北隆起带接合部位），埋藏深度 1840 米，沉积厚度 130 米，有效厚度 9.5 米。

岩性以细砂岩为主，少量中砂岩和含砾不等粒砂岩。颗粒成分以岩屑为主，石英、长石次之，大多为次棱角状，分选较好—中等。充填物以泥质（主要为蒙脱石）为主。

十七、上侏罗统齐古组（J_3q）

分布于盆地西北缘的红山嘴油田、克拉玛依油田和风成城油田以及盆地东部的三台油田。埋藏深度 120～420 米，沉积厚度 9～200 米，有效厚度 14～19 米。

岩性为灰色，灰绿色，灰褐色细砂岩，中—粗砂岩、含砾中砂岩、砾状砂岩及砂质不等粒砾岩。砾石及碎屑成分以变质砂泥岩块为主，其次有石英、长石、花岗岩、流纹岩、凝灰岩、安山岩、绢云母板岩及硅化岩等。盆地东部三台地区为棕色粉砂岩及杂色砂岩、紫褐色砂泥岩。

十八、中新统沙湾组（N_1s）

分布于盆地南缘的独山子油田。埋藏深度 800～1800 米，沉积厚度 760 米，有效厚度 17 米。储集层为砂泥岩互层。自上而下分为三层：杂色层、灰绿色层及下褐色层。上部的杂色层为棕绿色砂泥岩互层，致密坚硬，含云母、钙质，有贝壳化石。中部的灰绿色层为灰色、灰绿色砂泥岩互层，沉积稳定，含云母及大量动物化石。下部的褐色层为灰色、棕褐色细砂岩和泥质砂岩夹棕褐色、杂色泥岩夹层，砂岩中云母、长石较多，胶结疏松。

其余的储集层截至目前尚未完全探明。

各储集层的主要分布地区、埋藏深度、沉积厚度及岩相等特征详见表 2-6-1 及图 2-6-1。

表 2-6-1　准噶尔盆地油气储集层概况表

序号	层位	储集层简述	分布地区	沉积厚度 (m)	有效厚度 (m)	埋藏深度 (m)	岩相
18	沙湾组 (N_1s)	砂泥岩互层，自上而下分为三层：①杂色层，自上而下有3个油层（A_1、A_2、A_3）；②灰绿色层，自上而下有4个油层（$Б_0$、$Б_1$、$Б_2$、$Б_3$）；③下褐色层，自上而下有6个油层，即B_1、B_2、B_3、B_4、B_5及B_6。砂岩中云母、长石较多，胶结疏松	独山子油田	760	B_1　7 B_2　10	800～1800	
17	齐古组 (J_3q)	自上而下分为3个砂层组，G_2和G_3为油气储集层。盆地东部的北三台、三台地区为棕色粉砂岩及杂色砂岩。在盆地西北缘已局部探明	红山嘴油田、克拉玛依油田、风成城油田及盆地东部	西北缘：9～200	西北缘：14～19	西北缘：12～420	河流相（泛滥平原—分流平原）
16	头屯河组 (J_2t)	尚未完全探明，只在东泉堤隆形成油藏	北三台至三台地区	130	9.5	1840	河流—沼泽相
15	西山窑组 (J_2x)	储集层为砂岩，已局部探明	齐古油田、盆地东部、盆地南缘	296	齐古油田：43	南缘：1100	
14	三工河组 (J_1s)	分布于盆地南缘及东部，自上而下可分为4个砂层组，S_2和S_3为主要油层。本组已局部探明		461		南缘：1500	

续表 2-6-1

序号	层位	储集层简述	分布地区	沉积厚度 (m)	有效厚度 (m)	埋藏深度 (m)	岩相
13	八道湾组 (J_1b)	自上而下分为5个砂层组，油气分布于 Bd_1、Bd_4 和 Bd_5 中，在克拉玛依油田七区，本组主要储集层为Bd层。本组重质油储集层尚未探明	红山嘴、克拉玛依、风城城、夏子街等油田及盆地东部	西北缘：60～430 东部：2000	西北缘：8.2～28.4	西北缘：220～1800	河流—沼泽相
12	白碱滩组 (T_3b)	自上而下分为白$_1$、白$_2$、白$_3$三段。白$_1$段分4个砂层，其中白$_1^1$是主要储集层，油气分布于细砂岩中，本组已局部探明	克拉玛依油田及百口泉以东地区	27～91	5～5.9	950～2000	河流相、湖成三角洲相
11	克上组 (T_2k^2)	盆地西北缘主要油气储集层之一。本组分5个砂层组，其中 S_1 和 S_5 以小砾岩和砂岩的互层出现，而 S_2、S_3、S_4 则基本由砂岩和泥岩组成，油气分布具成"窝"堆积特征	红山嘴至夏子街地区	30～310	2.4～21.8	100～2300	山麓冲积—洪积相
10	克下组 (T_2k^1)	盆地西北缘主要油气储集层之一。一般分为2个砂层组，本组油气分布具成"窝"富集特征		20～250	1.5～45.4	300～2500	
9	百口泉组 (T_1b)	自上而下分为3个正韵律砂层组，中部和上部层理较发育，含油情况也最好	百口泉、风城城、夏子街等油田	80～200	9.7～30.4	700～2500	山麓洪积相
8	韭菜园子组 (T_1j)	自下而上由砂岩到泥岩、粉砂岩到泥岩2个正韵律组成，局部探明	盆地东部北三台至三台地区	200～240	2.3	1910	冲积相



续表 2-6-1

序号	层位	储集层简述	分布地区	沉积厚度(m)	有效厚度(m)	埋藏深度(m)	岩相
7	梧桐沟组(P_2wt)	局部探明	盆地东部北三台至三台地区	70～120	4.4	2100	冲积相
6	平地泉组(P_2p)	盆地东部火烧山油田的油气储集层，自上而下分为四段。油气主要分布在平二段和平三段内	盆地东部五彩湾至大井地区	1500～2000	21.8	800～2300	水下冲积相—半深湖相
5	乌尔禾组上亚组(P_2ur^b)	从上到下分为 3 个正旋回，油气储集层位于下部的 P_2ur^{b-3}	克拉玛依油田五区	100～200	18	2300～2900	山麓冲积相
4	乌尔禾组下亚组(P_2ur^a)	盆地西北缘主要油气储集层之一。自上而下岩性分为五段。本组砾岩占沉积厚度的80%～95%	克拉玛依油田八区	80～815	83	2950	扇—三角洲洪积相
3	风成城组(P_1f)	风成城油田主要油气储集层，自上而下分为三段，油气分布在风二段内	风成城油田、夏子街油田	363～483，其中风二段为 84～139	21.5	3200～3600	残留海相(海水潮相)
2	佳木河组(P_1j)	熔岩、火山碎屑岩、次火山岩及沉积砂砾岩的互层。岩石后生变化显著	克拉玛依油田五区、七区、八区，百口泉油田及风成城，夏子街地区	钻井揭露厚度：200～370	10.4～46.9	770～4150	火成岩相及山麓冲积—洪积相
1	岩浆岩变质岩组(C)	基性、中性及部分酸性喷发岩、侵入岩、变质岩和沉积岩。裂缝发育，并被方解石、沸石、绿泥石等充填或半充填，岩石后生变化显著	克拉玛依油田湖湾区、红山嘴油田、车排子油田	钻井揭露厚度：205～852	10.4～45.2	540～2520	火成岩、变质岩相及山麓冲积—洪积相

西北缘

统	组	岩性	厚度（m）	油气储集层
K_1	K_1		896	
J_3	J_3q		395	
J_2	J_2t		200	
	J_2x		137	
J_1	J_1s		140	
	J_1b		160	
T_3	T_3b		277	
T_2	T_2k^2		160	
	T_2k^1		338	
T_1	T_1		158	
P_2	P_2ur^b		420	
	P_2ur^a		800	
	P_2x		930	
P_1	P_1f		530	
	P_1j^2		360	
	P_1j^1		880	
C	C		1000	

东部

统	组	岩性	厚度（m）	油气储集层
N_1	N_1		878	
E_{1-3}	E_{1-3}		212	
K_1	K_1		222	
J_3	J_3q		282	
J_2	J_2t		227	
	J_2x		219	
J_1	J_1s		192	
	J_1b		215	
T_{2-3}	$T_{2-3}xq$		264	
T_1	T_1s		193	
	T_1j		198	
P_2	P_2ur		443	
	P_2p		350	
			360	
			340	
			450	
P_1	P_1j		171	
C_2	C_2j		755	
C_1	C_1b		1407	

南缘

统	组	岩性	厚度（m）	油气储集层
N_2	N_2d		1650	
N_1	N_1t		1415	
	N_1s		325	
E_{2-3}	E_{2-3}		455	
E_{1+2}	E_{1+2}		275	
K_2	K_2d		400	
K_1	K_1t		1340	
J_3	J_3k		425	
	J_3q		775	
J_2	J_2t		360	
	J_2x		700	
J_1	J_1s		460	
	J_1b		630	
T_3	T_3h		900	

图 2-6-1 准噶尔盆地油气储集层剖面图



上述各储集层的岩石类型有三种，即火成岩、沉积岩和变质岩。火成岩属于陆地火山喷发岩、中—浅层侵入岩及沉积型火山碎屑岩。在成岩环境上有爆发相、溢流相、侵入相、火山通道相和次火山岩相等5种基本类型。沉积岩储集层以陆相山麓冲积—洪积扇粗碎屑储集体为主，其次为河流—沼泽相、滨湖三角洲相以及残留海相（海水湖相）沉积，变质岩相只在局部地区以夹层出现。

在盆地已发现的油气探明储量中，各储集层所占的比例如表2–6–2。

表2–6–2　各储集层探明储量百分比表

储集层	占已探明储量（%）	储集层	占已探明储量（%）
C	10.5	T_2k^1	26.7
P_1j	3	T_2k^2	11.6
P_1f	0.8	T_3b	2
P_2ur^a	7.6	J_1b	6.6
P_2ur^b	2.2	J_1s	0.8
P_2p	7.8	J_2x	0.8
P_2wt	0.1	J_2t	0.3
T_1j	5.3	J_3q	13.6
T_1b	0.1	N_1s	0.2

漫长的地质历史、变化频繁的成岩环境、强烈的后生作用使得盆地的油气储集层岩性、岩矿组分、剖面组合十分复杂，非均质性也十分严重。

第二节　储集层的岩性、物性特征

盆地内储集层的岩性种类较多，经过归并后仍有15种，如玄武岩、安山岩、流纹岩、角砾熔岩、火山角砾岩、凝灰岩、断层角砾岩、构造碎裂岩、变质砂岩、变质泥岩、砾岩、砾状巨—粗砂岩、中—细砂岩、泥质白云岩、粉砂质泥云岩等（表2–6–3）。组成这些岩石的矿物有30种以上，其含量变化差异也很大。

一、砾岩储集层

砾岩储集层在盆地内分布相当广泛，尤其是在盆地西北缘，从其分布面积以及在油气储量和产量上所占的比重来看，其重要性在各类储集层中应列首位。

砾岩储集层在盆地内跨越的地质时代也最长。60年代，通常所说的砾岩油田仅仅是指以中三叠统克拉玛依组的砾岩储集层为开发目的层的油田。如今，在下三叠统、二叠系及侏罗系都发现有砾岩储集层，而且都已相继投入开发。因此，系统研究砾岩储集层的特点益发重要。

表 2-6-3　准噶尔盆地储集层岩石类型表

岩类			岩性	岩相
岩浆岩	喷发岩	基性	玄武岩	溢流相
		中性	安山岩	
		酸性	流纹岩、珍珠岩、黑曜岩	
	侵入岩		辉绿岩、石英闪长岩等	侵入相
火山碎屑岩	熔结碎屑岩		角砾熔岩	火山沉积相
	沉积火山碎屑岩		火山角砾岩、凝灰岩	
沉积岩	陆源碎屑岩		砾岩、砾状巨—粗砂岩	山麓冲积—洪积相
			砂岩	河流—沼泽相、浅湖相
			粉砂质泥云岩	滨湖—扇三角洲相
	海陆过渡碎屑岩—化学岩		白云质泥岩 泥质白云岩	残留海相（海水湖相）
变质岩	埋藏变质岩		变质泥岩、变质砂岩	变质岩相
	动力变质岩		断层角砾岩、构造碎裂岩	

准噶尔盆地的二叠系乌尔禾组、二叠系百口泉组和克拉玛依组，以及侏罗系八道湾组的砾岩储集层，其砾岩所占沉积厚度的比例达到 33%～95%（表 2-6-4）。

表 2-6-4　砾岩储集层分布情况统计表

层位	主要分布地区	埋藏深度（m）	沉积厚度（m）	砾岩厚度占沉积厚度百分比（%）
八道湾组（J_1b）	盆地西北缘	220～1800	60～430	33～55
克上组（T_2k^2）	红山嘴油田、克拉玛依油田、百口泉油田、夏子街油田、乌尔禾油田	100～2300	30～310	45～75
克下组（T_2k^1）	红山嘴油田、克拉玛依油田、百口泉油田、夏子街油田、乌尔禾油田	300～2500	20～250	40～95



续表 2–6–4

层　位	主要分布地区	埋藏深度 (m)	沉积厚度 (m)	砾岩厚度占沉积厚度百分比 (%)
百口泉组（T_1b）	百口泉油田、夏子街油田、乌尔禾油田	700～2500	80～200	41.9～96.7
乌尔禾组上亚组（P_2ur^b）	克拉玛依油田	2300～2900	100～200	64～91
乌尔禾组下亚组（P_2ur^a）	克拉玛依油田	2950	80～815	80～95

（一）砾岩储集层的岩石学特征

1.岩性及岩矿组分特征

上二叠统砾岩储集层岩性主要为灰绿色、灰黑色及部分棕褐色不等粒砾岩和细小砾岩，呈厚层块状分布于乌尔禾组下亚组的 5 个段中，以及乌尔禾组上亚组的底部，砾岩厚度占该统总厚度的 64%～95%。砾石的粒径 2～260 毫米不等，一般为 2～50 毫米，向上变细。砾石呈棱角状，成分属偏酸性熔岩、凝灰岩、变质泥岩及变质砂岩等，分选差，胶结物主要为泥质（伊利石、高岭石）、铁染泥质、绢云母—泥质、沸石类矿物（次生方沸石、片沸石及桔红色沸石等）及绿泥石等（表 2–6–5），胶结致密坚硬。

表 2–6–5　上二叠统岩矿组分表

层位		石英	长石	变质岩类	火山碎屑岩类	酸性岩类	中性岩类	胶结物含量
P_2ur	P_2ur^b	0.2～8.56	4.5～43.2	18.8～47.74	6～33.3	0.45～19	4.59～55.5	
	P_2ur^a	0.35～15.16	0.08～56.71	3.29～86.88	1.6～45.21	0.16～44.31	1～33.7	19.9

注：表头斜线分隔，右上为“岩矿组分（%）”，左下为“层位”。

粘土矿物，据新加坡岩芯实验公司 X 射线衍射分析结果，主要是绿泥石、伊利石及高岭石与绿泥石混合物（表 2–6–6）。

表 2–6–6　上二叠统砾岩储集层粘土矿物含量表

伊利石 (%)		伊利石—蒙脱石 (%)		蒙脱石 (%)		绿泥石 (%)		高岭石—绿泥石 (%)		高岭石 (%)	
范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均
21～73	36.1	9～60	19.6	10	10	35～79	62.8	42～53	47.5		

下三叠统砾岩储集层主要为棕色、棕褐色、灰绿色厚层砂泥质不等粒小砾岩及不等粒砾岩。砾岩厚度占该统总厚度的 41.9%～96.7%。砾石粒径 10～50 毫米，底部最大砾径可达 200 毫米以上，分选差，砾石圆度为半圆—次棱角状。

中三叠统砾岩储集层为灰褐色、棕褐色、浅灰绿色不等粒砾岩，砂质不等粒小砾岩和细小砾岩。多位于沉积旋回或韵律的中下部，砾岩厚度占该统总厚度的 40%～95%。砾石粒径 2～80 毫米，分选差，砾石呈半圆—次棱角状。

下—中三叠统砾岩储集层的岩石成分主要为变质岩块、火成岩块、沉积岩块及石英长石，含量变化如下：

变质岩块（变质泥岩、变质砂岩）	21%～82.5%；
火成岩块	0.9%～56%
沉积岩块	4%～4.7%；
石英	5%～42.4%；
长石	2.5%～36.3%。

一般在克拉玛依油田一区以西，石英、长石含量较少（石英 5%～19%，长石 2.5%～4%），火成岩块和变质岩块含量很高，分别可达 56%和 82.5%；而在七区以东，石英、长石含量增高，分别可达 42.4%及 36.3%，火成岩块和变质岩块含量较少，反映出两个不同的物源区母岩的性质不同。

此外，百口泉油田与夏子街油田的下—中三叠统砾岩储集层的岩石成分最大的差别在于后者是以火山喷发岩碎屑为主，前者以变质岩块（变质泥岩、变质砂岩）及花岗岩块为主，也说明这两个地区的物源不同。

下—中三叠统砾岩储集层的胶结物为泥质和碳酸盐。泥质含量变化在 3%～35%之间，以百口泉油田为最高，可达 35%；夏子街油田最低，3%～4%；而克拉玛依油田的一区、二区、三区、四区、五区和六区则为 7.1%～30%。纵向上，泥质含量呈下部较低、中上部较高的趋势，如百口泉组，泥质含量不超过 5%，但克拉玛依组上亚组、下亚组都超过 10%。碳酸盐含量在下—中三叠统为 1%～14.3%，在克拉玛依油田较高，其他油田含量一般不超过 10%；纵向上有上下含量较低、中间含量较高的趋势。

下—中三叠统砾岩储集层粘土矿物，据新加坡岩芯实验公司 X 射线衍射分析结果如表 2-6-7。

表 2-6-7　下—中三叠统砾岩储集层粘土矿物含量表

粘土矿物 / 油田	伊利石（%）		伊利石-蒙脱石（%）		蒙脱石（%）		绿泥石（%）		高岭石—绿泥石（%）		高岭石（%）	
	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均
百口泉	19～74	44.7	15～42	31	6	6					5～45	22.3
夏子街	8～47	20.7	5～31	13.6	11～34	22.5	19～25	22			22～85	59.4

下侏罗统八道湾组的砾岩储集层主要分布于该组下部 Bd_5、Bd_4 砂层组中，是灰色粗砾岩、巨粗砾岩及砂砾岩，砾石粒径一般 5～50 毫米，最大可达 130 毫米。次棱角状，分选差。砾石成分以变质砂泥岩为主，其次有花岗岩、流纹岩、硅质岩等。胶结物主要为碳酸盐。

2.岩石剖面组合特征

砾岩储集层的剖面组合，主要表现为间断性的、不完整的、多韵律的正旋回组合。由于携带沉积物的介质主要是间歇性的洪水，水流强度不稳定，河床改道频繁，沟槽经常摆动游荡，因此，往往形成间断性的、不完整的正韵律。这种正韵律并不总是具备由粗到细逐渐过渡的粒序组合，相反地更多出现的是突变性的粒序组合。例如克拉玛依油田一中区克上组，由砾岩等组成的剖面，正韵律组合的形式可达 15 种以上（表 2-6-8）。

表 2-6-8　克拉玛依油田一中区克拉玛依组上亚组砾岩储集层韵律组合表

韵律数	韵律组合形式①	韵律性质
单个正韵律	①L；②L→CS；③L→XS； ④L→n；⑤L→CS→XS； ⑥L→CS→n；⑦L→XS→n；	间断韵律
	⑧L→CS→XS→n	完整韵律
两个正韵律	①L→n→L； ②L→n→L→CS； ③L→n→L→n； ④L→CS→n→L→n； ⑤L→CS→L→CS→XS→n；	间断韵律
三个正韵律	①L→n→L→n→L→XS→n ②L→n→L→n→L	间断韵律

①符号意义为　L：砾岩、小砾岩；CS：砾状巨—粗砂岩；XS：中—细砂岩、粉砂岩；n：泥岩。

根据旋回划分为组，一个旋回代表一个组，如百口泉组、克下组、克上组等。一个旋回的开始，代表着一个洪积—冲积扇体的出现，砾岩储集层位于旋回的中下部，也是整个旋回中最有利的油气聚集场所。

每个旋回内按等级划分韵律。根据韵律的强烈程度，一般可分为三级，一级韵律相当于砂层组，如百口泉组的 B_3、B_2、B_1，克上组的 S_5、S_4、S_3、S_2、S_1 等等。二级韵律相当于砂层，如百口泉组 B_3 中的 B_3^3、B_3^2、B_3^1，克上 S_5 中的 S_5^2、S_5^1 等。三级韵律是最小的振荡单元，在岩芯上表现为一个单纯的从粗到细的沉积层，在测井曲线上表现为一个尖子。两个三级韵律之间有不稳定的泥岩分隔，故三级韵律是不稳定的，常常部分甚至全部变为泥岩。三级韵律通常称为单层。如 S_5^2 中的 S_5^{2-2}、S_5^{2-1} 等。



由于韵律主要是间断性的、不完整的，所以各级韵律的厚度变化范围很大。一级韵律的厚度可以从小于 10 米到 60～70 米，甚至达到百米以上，二级韵律厚度 20～30 米，三级韵律一般小于 10 米。

3.砾岩储集层的最小单元——砂砾岩体特征

单层是韵律的最小单元。对于砾岩储集层来说，一个单层内常常不是全部都具有储集性能，渗透性的部分往往是以透镜体的形式出现，这种透镜体我们称为砂砾岩体。如果储集油气，我们称为含油砂砾岩体（简称油砂体）。如图 2-6-2 所示。

不难看出，砂砾岩体才是组成砾岩储集层的最小单元。搞清砂砾岩体的形态、大小、性质及分布规律，对油田注水开发是非常重要的。为此，曾结合克拉玛依砾岩油田的特点，制定了以下分类原则：

1）层状：指在注水开发的层块内，砂砾岩体的面积超过所在层块总面积 30%以上；

2）透镜状：指砂砾岩体的面积占注水开发层块总面积的 10%～30%；

3）透镜体：指砂砾岩体面积占注水开发层块总面积不足 10%；

多大的层块具有注水开发井网布局的可能性?根据西北缘油田的实际情况，确定为面积大于 0.2 平方千米；

4）储量系数：指一个砂砾岩体的地质储量占整个开采层系地质储量的百分数，用 *C* 表示；

5）不完整系数：砂砾岩体内不渗透的部分所占的面积与砂砾岩体总面积之比，用 *A* 表示；

6）不规则系数：砂砾岩体的面积与该砂砾岩体周长相同的圆面积的比值，用 *B* 表示。

按以上原则，确定了砂砾岩体的分类标准，如表 2-6-9。

表 2-6-9　砾岩储集层砂砾岩体分类表

类　别	储量系数 *C* (%)	不完整系数 *A* (%)	不规则系数 *B* (%)	形　态
1	>20	0.01～0.02	<2	层状、规则、完整
2	20～1	0.02～0.1	2～4	透镜状、半规则、半完整
3	<1	<0.1	>4	透镜体、不规则、不完整

通过对克拉玛依油田砾岩油藏主要开发区的砂砾岩体分类后发现，面积大、含油好的砂砾岩体一般都位于旋回或韵律的中下部，如图 2-6-3 所示。沿纵向由下向上，透镜体越来越小，含油情况也变差（表 2-6-10）。

砾岩储集层的砂砾岩体面积变化较剧，据统计，大者可达 16～21.5 平方千米，而较多的小透镜体则小于 0.1 平方千米。克拉玛依油田一区克下组是由大小不等的 547 个砂岩、砂砾岩透镜体组成，而真正含油的砂砾岩体只有 17 个；百口泉油田百 21 井区的克下组，有含油砂砾岩体 131 个，其中由 1 口井控制的含油砂砾岩体就达到 58 个。这种现象进一步反映

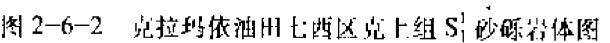


图 2-6-2　克拉玛依油田七西区克上组 S_1^1 砂砾岩体图

1—砂砾岩体范围；2—稀油油砂体范围；3—断层；4—含稠油砂砾岩体；5—油浸砂砾岩体；6—钙质砂砾岩体；7—下连通井点；8—泥质岩体；9—有效厚度等值线（m）

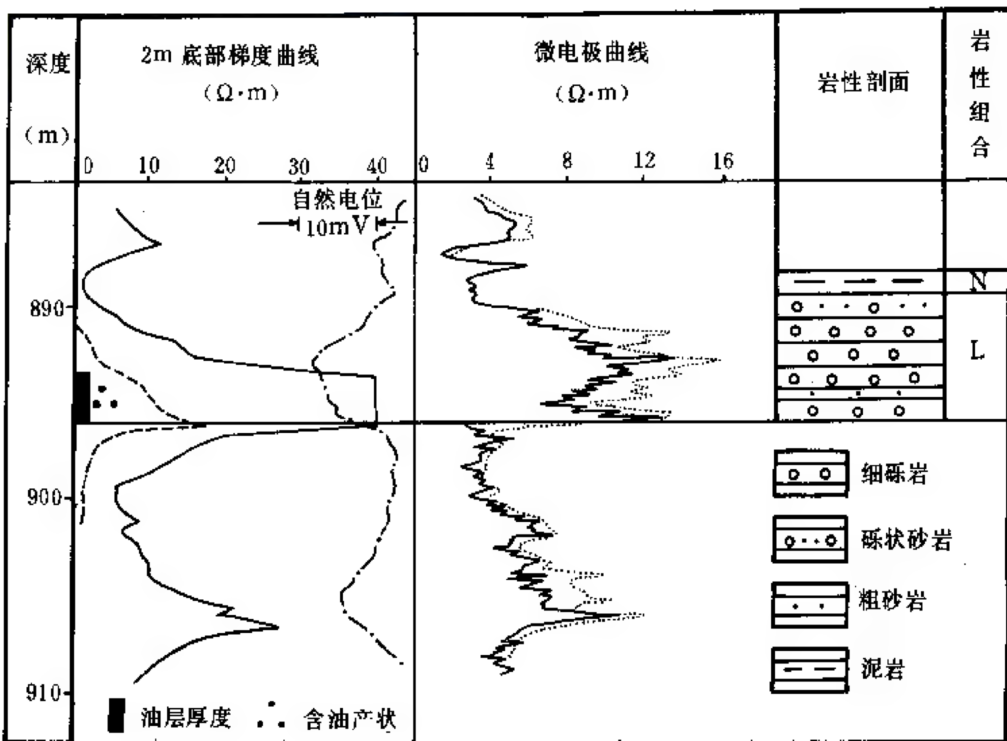


图 2-6-3　克拉玛依油田砾岩储集层含油剖面图

以一中区 13-9 井克上组（T_2k^2）S_1 砂层组为例

表 2-6-10　克拉玛依油田一区克下组砂砾岩体分布特征表

层位	砂层	砂砾岩体分类	砂砾岩体数量（个）	占开采层系储量百分数（%）	砂砾岩体形态描述	含油情况
T_2k^1	S_7^2	2～3	10	27.46	①透镜状，完整—半完整，不规则； ②透镜体，完整、规则—不规则	较差
	S_7^3	1～3	5	44.056	①层状、半完整，不规则； ②透镜体，完整—不完整，半规则—不规则	最好
	S_7^4	1	2	28.2	①层状，半完整，不规则； ②透镜体、完整，半规则	较好

出砾岩储集层的宏观非均质性，同时也增加了油田勘探和开发的难度。

在平面分布上，砂砾岩体通常汇集在供给物来源处，顺着古河道的河床延伸、堆叠，且常常相互连通，形成“一窝一窝”的复合砂砾岩体，形像地称之为“窝窝”。而在远离河床的两侧以及辫流线之间，虽然也有一些砂砾岩体的堆积，但数量和规模较小，内部的含油性也较差。因此，根据储集层的性质优劣可将“窝窝”进行分类。一般分为三大类，对油气连片分布、控制的储量多、油气储集层数多、厚度大、连通好、原油性质好、渗透率高、产能高及注水开发效果好的“窝窝”，可作为一类；稍次的作为二类；而在储集层呈小透镜体分布、厚度小、储量少，连通、产能都很差、注水开发效果差的部位，则划为三类“窝窝”。例如在克拉玛依油田二中区克下组的油层综合图上，根据储集层控制的储量大小、原始生产能力、地层系数大小、均质程度高低及注水开发过程中的动态反映，将全区五个“窝窝”分为三大类（表 2–6–11、图 2–6–4）。

表 2–6–11　克拉玛依油田二中区克下组“窝窝”分类对比表

“窝窝”分类	含油面积 (km^2)	平均初期产能 (t／d)	平均地层系数	
			S_7^2	S_7^{3+4}
Ⅰ₁	3.99	10.9	683	1565
Ⅰ₂	1.92	12.2	313	1160
Ⅱ₁	3.4	9.2	700	713
Ⅱ₂	3.22	7.7	436	413
Ⅲ	5.87	7.2	269	394

（二）砾岩储集层的沉积环境特征

准噶尔盆地西北缘的砾岩储集层属于多种沉积环境的产物。有扇—三角洲沉积、山麓洪积扇沉积及河流相沉积等等。其中，以山麓洪积扇沉积为最主要，对其研究也比较深入。

1.水下冲积扇（扇—三角洲）体系

指的是前积到湖泊环境的冲积扇。该体系主要是受大坡度和比较高的底负载影响而形成的辫状河道三角洲，一般与断陷盆地相联系，扇体离物源近，河流短，流速快，沉积物是粗粒的，分选较差。

克拉玛依油田八区上二叠统乌尔禾组下亚组的下部（相当于 P_2ur^{a-5}、P_2ur^{a-1} 两段）一套以灰绿色砾岩为主的粗碎屑沉积属于这种环境的产物。它是由于海西中晚期的构造运动使西准噶尔褶皱山系抬升并向盆地推覆挤压，山地上升，河流迅速下切，所携带的侵蚀物质出山后迅速入湖，堆积在斜坡带上而形成。物源区就在八区内部，来自白碱滩断裂和 202 突起两个方向。

岩芯中见到地层倾角大，有长达 26 厘米的砾石，磨圆较差，具角砾构造，说明存在着坡降大的高角度的水流型式及具有陡岸坍塌顺坡而下的洪积特征；岩性组合具下粗上细的正韵律二元结构。

从克—乌断裂至检乌 3 井以北，岩性粗，可能为扇体的扇顶亚相。在检乌 4 井至检乌 3 井之间为扇中亚相，以新旧河道频繁交替，二元旋回结构发育为特征。检乌 26 井及其以南，砾岩含泥质显著，出现湖积水平纹理的泥质岩，应为扇的前缘（图 2–6–5）。

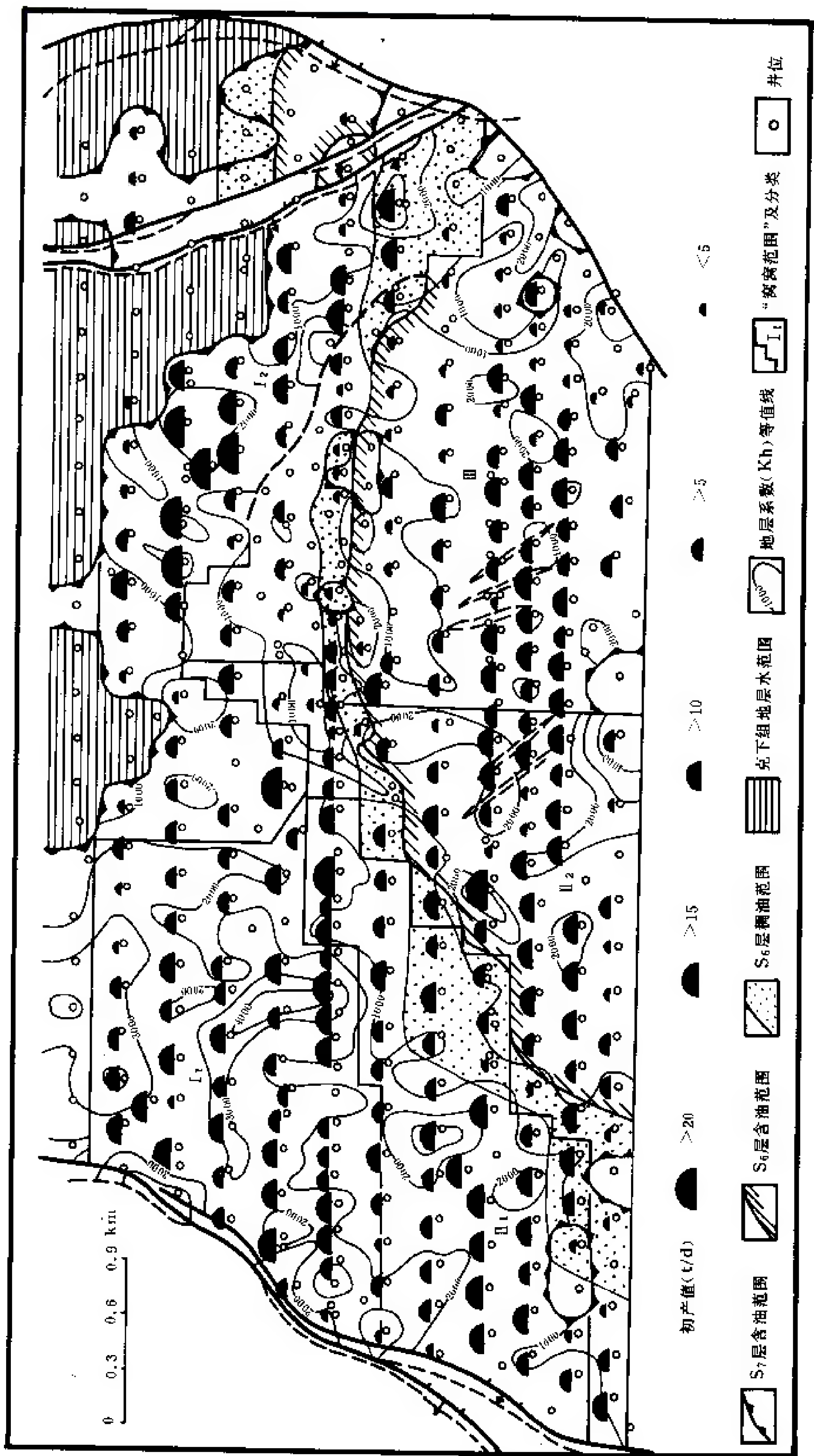


图 2-6-4 克拉玛依油田二中区克下组油层综合图

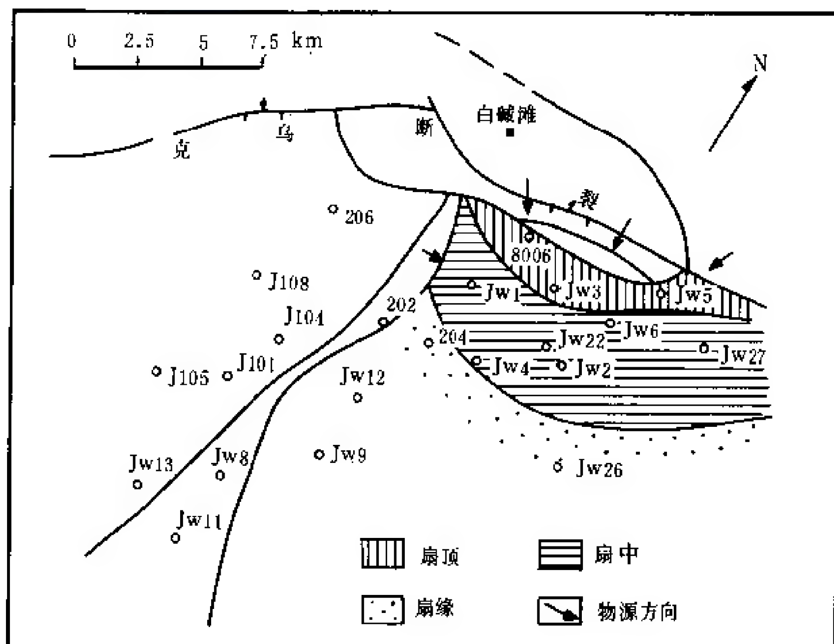


图 2-6-5 克拉玛依油田八区 P_2ur^a 下部扇—三角洲相带图

2.扇三角洲—洪积扇复合体系

是山地抬升、湖盆收缩，扇体向湖盆推进，气候转向干旱的环境下的产物。纵向上一个完整的旋回呈下细上粗的粒度变化，而每个韵律则为下粗上细的变化；平面上向盆地方向粒度由粗变细。砾岩含量增高，砾石大小混杂，呈次棱—尖棱状，岩石颜色变红。

乌尔禾组下亚组中部（相当于 P_2ur^{a-3}、P_2ur^{a-2} 段）的一套褐红、灰绿色沉凝灰质角砾岩和正常沉积砾岩属于此环境的沉积，砾岩的含量达到 95%以上。扇顶位于检乌 22 井至克—乌断裂的范围内，物源边界当时就在断裂上盘附近，仍具有短水系、高坡度、短流程、强水流的环境特点。检乌 9 井至检乌 22 井之间为扇中部位，扇体出现二元结构。检乌 9 井以南为扇缘，出现水下分流河道及浅水湖泊交互层（图 2-6-6）。

3.山麓洪积相体系

该体系跨越的时代最多，是盆地西北缘砾岩储集层最主要的沉积体系，从上二叠统乌尔禾组下亚组 P_2ur^{a-1} 段直到中三叠统克拉玛依组上亚组都有山麓洪积扇分布。其特点如下：

1）沉积物处于干旱气候、强氧化环境，岩石颜色多呈棕褐色乃至棕红色；
2）沉积物继承了母岩区的岩矿成分，物源区位于邻近山地的边部；
3）沉积物不连续，粗细频繁交替，颗粒分选差，胶结物分布不均匀；
4）具洪积扇特有的洪积层理和支撑砾岩；
5）缺少生物化石；
6）孔隙结构复杂。

西北缘洪积扇共有 20 个，以中三叠统克下组数量最多，达到 9 个；克上组最少，只有 3 个。平面分布上，在夏子街—百口泉一带扇体规模较大，扇体面积可达 600 平方千米，砂砾岩平均厚度可达 250 米，而克拉玛依油田及其他地区，洪积扇的规模一般都比较小（表 2-6-12，图 2-6-7、图 2-6-8）。

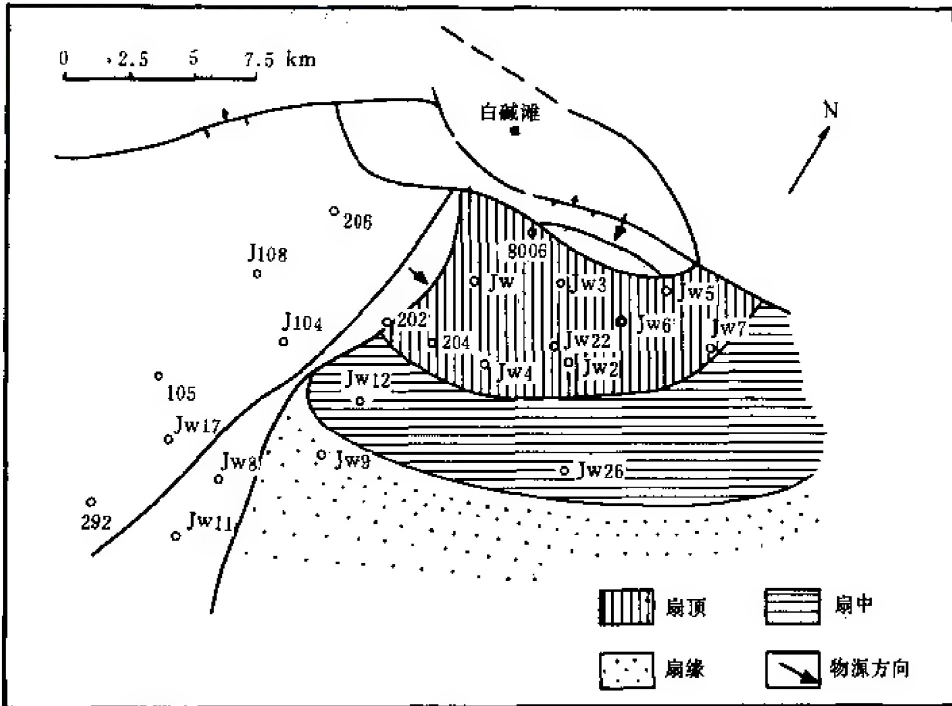


图 2-6-6 克拉玛依油田八区 P_2ur^a 中部扇三角洲—洪积扇复合体相带图

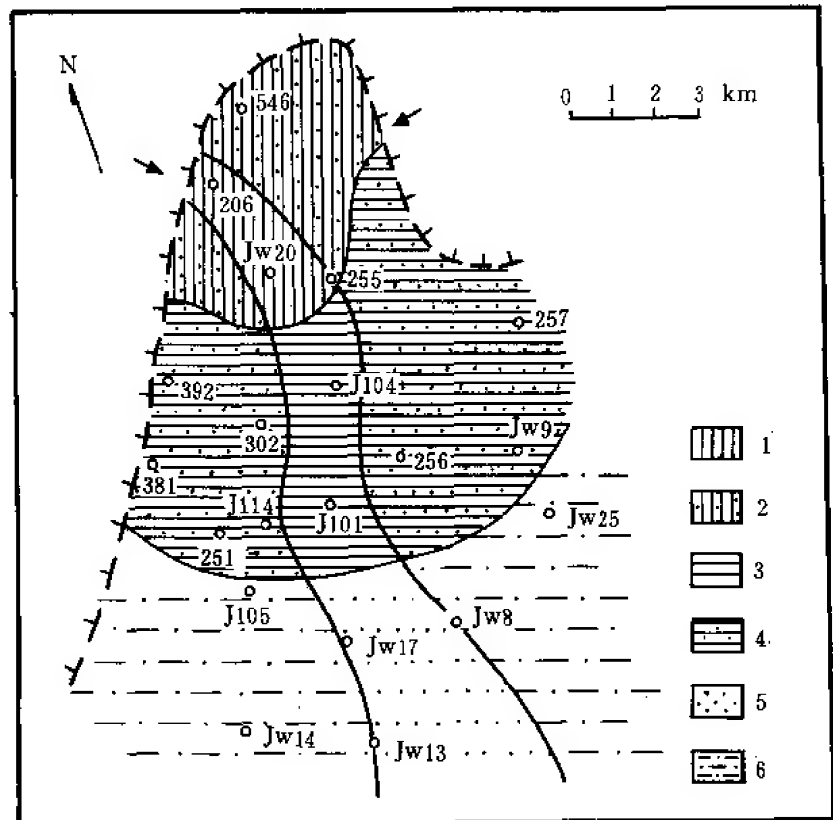


图 2-6-7 克拉玛依油田五区 P_2ur^{b-3} 沉积相带图

1—扇顶主槽亚相；2—扇顶槽滩、漫洪带；3—扇中主槽；4—扇中漫流带；5—扇缘主槽；6—扇缘漫滩

表 2-6-12　准噶尔盆地西北缘二叠—三叠系山麓洪积扇主体分布表

序　　号	层　　位	扇体位置	面积 (km^2)	砾砂岩比	砂泥岩比	砂砾岩厚度 (m)
1	P_2ur^{a-1}	克拉玛依油田八区	70	100	0	85
2	P_2ur^{b-3}	克拉玛依油田五区	66	89.8	62.1	83.5
3	T_1	夏子街油田夏 20 井区	600	92.5	85	135
4	T_1	乌尔禾油田	100	73.5	56.3	40
5	T_1	黄羊泉地区	100	85.9	88.1	110
6	T_1	百口泉油田	66	91.9	76.2	90
7	T_1	百口泉南部	8			98.8
8	T_1	克拉玛依油田十区	56			25
9	T_2k^1	夏子街油田夏 20 井区	40	93.1	82.9	110
10	T_2k^1	黄羊泉地区	140	69.8	60.4	115
11	T_2k^1	百口泉油田	160	51.5	36.5	75
12	T_2k^1	百口泉南部	21			45
13	T_2k^1	克拉玛依油田五—八区	99	60.8	60	50
14	T_2k^1	克拉玛依油田三$_2$区	24	62.4	40.7	25
15	T_2k^1	克拉玛依油田三$_3$区	64	96.5		35
16	T_2k^1	克拉玛依油田三$_4$区	36	25.4	44.5	30
17	T_2k^1	红山嘴油田红 2 井区	27	21.2	30.5	45
18	T_2k^2	夏子街油田夏 20 井区	80	71.8	75.2	170
19	T_2k^2	黄羊泉地区	154	78.1	69.4	250
20	T_2k^2	百口泉油田	72	80.4	66.6	240

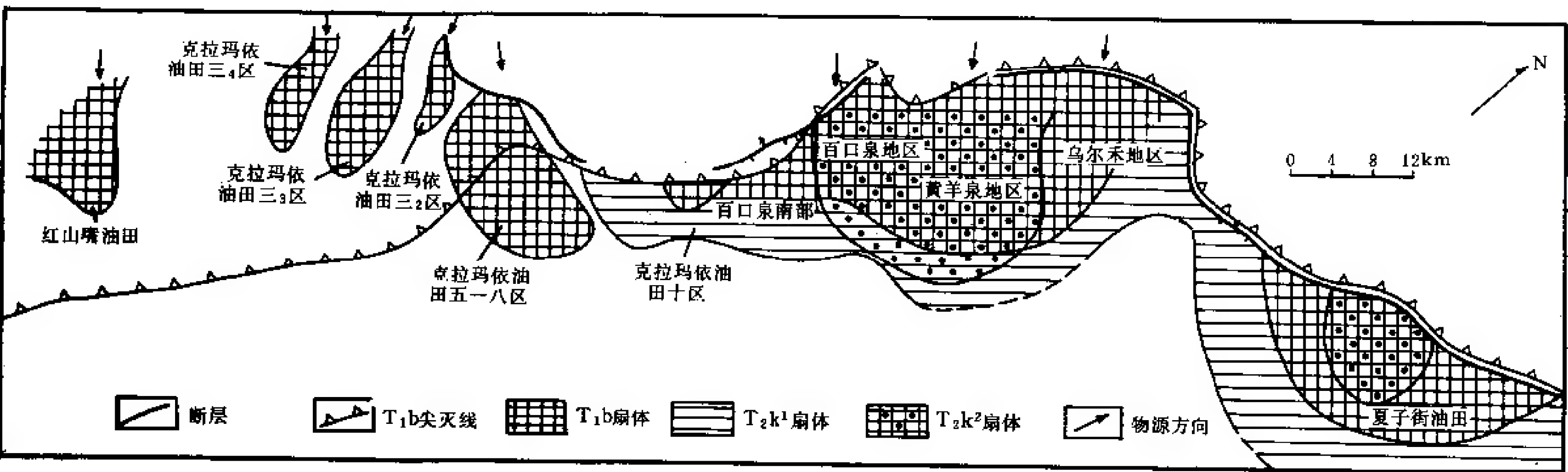


图 2-6-8 准噶尔盆地西北缘三叠系山麓洪积扇分布图



洪积扇的形态为洪积裙型，洪积物继承了母岩区的岩矿成分。一个洪积扇体可以划分出如表 2-6-13 所示的亚相带和微相带。

表 2-6-13　洪积扇相带划分表

<table>
<tr><th>相</th><th colspan="2">亚　　相</th><th>微　　相</th></tr>
<tr><td rowspan="15">洪积扇</td><td colspan="2" rowspan="4">扇顶</td><td>主　槽</td></tr>
<tr><td>侧缘槽</td></tr>
<tr><td>槽　滩</td></tr>
<tr><td>漫洪带</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">扇中</td><td>辫流线</td></tr>
<tr><td>沙　岛</td></tr>
<tr><td>漫流带</td></tr>
<tr><td rowspan="8">扇缘</td><td rowspan="4">冲积平原</td><td>河　床</td></tr>
<tr><td>沙　坝</td></tr>
<tr><td>过渡带</td></tr>
<tr><td>河漫滩</td></tr>
<tr><td rowspan="4">分流平原</td><td>河　床</td></tr>
<tr><td>沙　坝</td></tr>
<tr><td>过渡带</td></tr>
<tr><td>河漫滩</td></tr>
</table>

砾岩储集层的岩性特点与沉积环境及物源的关系密切。位于扇顶部位的砾岩，不仅厚度大，分选差，而且砾石的粒径也大，但泥质含量低；而扇中部位的砾岩厚度小，粒径小，分选较好，但泥质含量较高（表 2-6-14）。

4.河流相沉积体系

部分克上组和下侏罗统八道湾组是这种沉积环境的产物。八道湾组下部是以灰白色厚层中、小砾岩为主的粗碎屑体。剖面上粗细交替，但泥岩不发育，巨厚的砾岩层是由大量透镜状岩体叠加而成，属于河流相沉积中的辫状河流亚相。河流发源于西北方向，物源区在准噶尔盆地界山的腹地。

（三）砾岩储集层的物性特征

1.常规物性研究方法简述

通过 60 年代至 70 年代的勘探开发实践，基本形成一套评价砾岩储集层物性的方法和标准。诸如，对渗透率的研究，应在岩芯收获率大于 90%、样品分析密度（油层部位）大于 3 块／米（好油层 7~8 块／米）的前提下进行，渗透率的平均值（一个开发单元、一个井区或一个井组）需采用正倒数平均的方法求得，油层有效渗透率通过岩芯分析资料与试井资料建立关系或直接测压力恢复曲线计算求出，对于未受后生变化影响或影响较小的原生孔隙砾



岩储集层，其水平空气渗透率一般为有效渗透率的4～16倍，为垂直空气渗透率的2倍。在描述渗透率的非均质性方面，采用了以下参数：

非均质系数　指各层渗透率的算术平均值与层中所有样品的渗透率中值的比值；

表 2-6-14　克拉玛依油田、百口泉油田三叠系洪积扇参数表

亚相带	扇顶				扇中		
特征参数 \ 微相带	主槽	侧缘槽	槽滩	漫洪带	辫流线	沙岛	漫流带
砂砾岩厚/沉积厚 (%)	74～100	38～100	47～82.2	0.06～22.5	69～86	67～70.5	27～33
砾岩厚/砂砾岩厚 (%)	86～96.5	60～93	17～89.8	36.9	21～94	25～61.8	0
粒度中值（mm）	1.83～8.85	0.951～1.95	0.547～2.75	2.0	0.3～1.8	0.335～1.88	0.11～0.245
分选系数	2.8～6.01	1.9～3.34	2.52～3.35	13.45	2.54～5.57	2.3～5.87	3～8.85
泥质含量（%）	8.3～9.95	4.2～8.5	8.5～14.4	35.7	8.0～14.7	11.2～13.9	12.3～39.3

单层突进系数 K_k　表示一个层中各相对均质小层段的渗透率平均值与该层中某一渗透性最好的相对均质小层段的渗透率（最大渗透率）之比；其变化范围是 $0<K_k<1$。K_k 值越大，储集层越均质；K_k 值越小，越不均质。

级差　指同一种岩性或同一个层位的最大渗透率与最小渗透率的比值；

变化系数　是均方差与算术平均值的比值；

变异系数　在渗透率分布的正态概率坐标图上，累积频率50%对应的渗透率值与累积频率84.1%对应的渗透率值之差，与累积频率50%对应的渗透率值的比值。即

$$V_k=\frac{\bar{K}-K\sigma}{\bar{K}}$$

式中　V_k——渗透率变异系数，无因次量；

$\bar{K}$——累积频率50%对应的渗透率值，$\times10^{-3}$二次方微米；

$K\sigma$——累积频率84.1%对应的渗透率值，$\times10^{-3}$二次方微米。

渗透率分布概率　根据数理统计结果确定分布类型。

孔隙度研究，一般研究其数值与储集层埋藏深度的关系、与渗透率的关系，研究岩样采用不同的预处理工艺所出现的分析值差异以及岩石压缩系数、泥质含量、分选系数、粒度变化等岩性因素对其产生的影响，研究孔隙度系列测井与岩芯分析孔隙度之间的关系等。

含油饱和度研究，大多数情况是根据测井解释的结果与油基泥浆取芯或密闭取芯资料进行对比而确定。

至于物性的评价，在60年代至70年代，根据三叠系砾岩油藏的开发实践，曾拟定物性



评价标准如表 2–6–15。

表 2–6–15　砾岩储集层物性评价标准表

有效孔隙度（%）	大容量	>25				
	中—大容量	25～20				
	中等容量	20～15				
	中—小容量	15～10				
	小容量	<10				
渗透率（$\times10^{-3}\mu m^2$）	性质／等级	水平	垂直	有效	产油能力（t／（d·m））	单井日产油量（t）
	高渗透性	>3000	>1500	>300	>1	>5
	中渗透性	500～3000	250～1500	100～300	0.3～2	2～10
	低渗透性	100～500	50～250	10～100	0.1～1.0	0.5～5
	特低渗透性	20～100	10～50	<10	<0.2	<1.0
含油饱和度（%）	高饱和	>80				
	较高饱和	80～70				
	中等饱和	70～60				
	较低饱和	60～50				
	低饱和	<50				

进入 80 年代以来，由于大量低孔隙度、低渗透性砾岩油藏的出现，继续沿用上述标准已难以区分储集层的物性特征。为此，根据盆地内各储集层的常规物性的数值分布范围，暂定孔隙度和渗透率的评价标准如表 2–6–16。

表 2–6–16　有效孔隙度及渗透率分级标准表

有效孔隙度（%）		水平空气渗透率（$\times10^{-3}\mu m^2$）		评价
>25	大容量	>1000	特高渗透性	特好
25～>20	大—中容量	1000～>100	高渗透性	好
20～>15	中等容量	100～>10	中渗透性	一般
15～>10	中—小容量	10～>1	低渗透性	较差
10～>5	小容量	≤1	特低渗透性	差



这个标准不仅对砾岩储集层可以运用，对非砾岩储集层也是可行的。所以在介绍其他储集层物性特点时仍以其为准。

2.砾岩储集层物性

以表 2–6–16 为依据，对准噶尔盆地西北缘砾岩储集层的物性特点归纳如下：

1）以中等容量—中小容量、中渗透性—高渗透性为主体。据统计，不等粒砾岩、小砾岩及砂质砾岩的岩芯分析孔隙度和水平空气渗透率绝大部分均属此范畴（表 2–6–17）。

表 2–6–17　不同岩性的砾岩储集层物性对比表

物性 \ 岩性	不等粒砾岩	小砾岩	砂质砾岩
有效孔隙度（%）	5.6～23	6.1～22.6	2.3～18.4
水平空气渗透率（$\times 10^{-3}\mu m^2$）	0.5～1090	1.3～3500	1.9～435

纵向对比结果，中三叠统砾岩一般都属于中等容量—大容量、中渗透性—高渗透性的一般—较好的储集层，下三叠统属于中等容量、中等渗透性的一般砾岩储集层，而二叠系的砾岩通常都是小容量、低—特低渗透性的较差—差的储集层（表 2–6–18）。

表 2–6–18　不同层位砾岩储集层物性对比表

层位 \ 项目	有效孔隙度（%）			水平空气渗透率（$\times 10^{-3}\mu m^2$）		
	不等粒砾岩	小砾岩	砂质砾岩	不等粒砾岩	小砾岩	砂质砾岩
T_2k^2	14.7	10～22.6	6.9～7.04	76	15～3500	21.7
T_2k^2	10～23	12.5～21.6	11.6～18.4	27.2～1090	30.1～1559	7.9～427
T_1	12.2	–	2.3～21.5	71.2	–	1.9～243.6 8.4～81.3
P_2ur^b	5.6～8.4	6.1～7.4	–	19～24	1.3～9.4	–
P_2ur^a	8.8～9.4	9.6～11.1	–	2.2～2.5	0.5	–

2）随着埋藏深度的增加，物性明显变差。在小于 1000 米的范围内，有效孔隙度大于 13%，渗透率大于 20×10^{-3} 二次方微米；当埋藏深度大于 3000 米时，有效孔隙度一般都小于 10%，水平空气渗透率小于 5×10^{-3} 二次方微米；而在 1000～3000 米的埋藏深度内，孔隙度和渗透率的变化幅度比较大，不同的岩性变化幅度不同（图 2–6–9 及表 2–6–19）。

3）储集层的物性不均质性严重。渗透率在不同层位的不同相带、不同岩性段中的变化幅度都比较大。渗透率级差变化在 1～400 以上，非均质系数变化在 0.11～43 之间；储集层中粒度、胶结程度及含油显示三者能保持不变的岩性小段平均只有 0.31～0.47 米，而这些小段中不同部位的样品孔隙度的绝对值可以相差 8.9 个百分点，渗透率可以相差成百上千

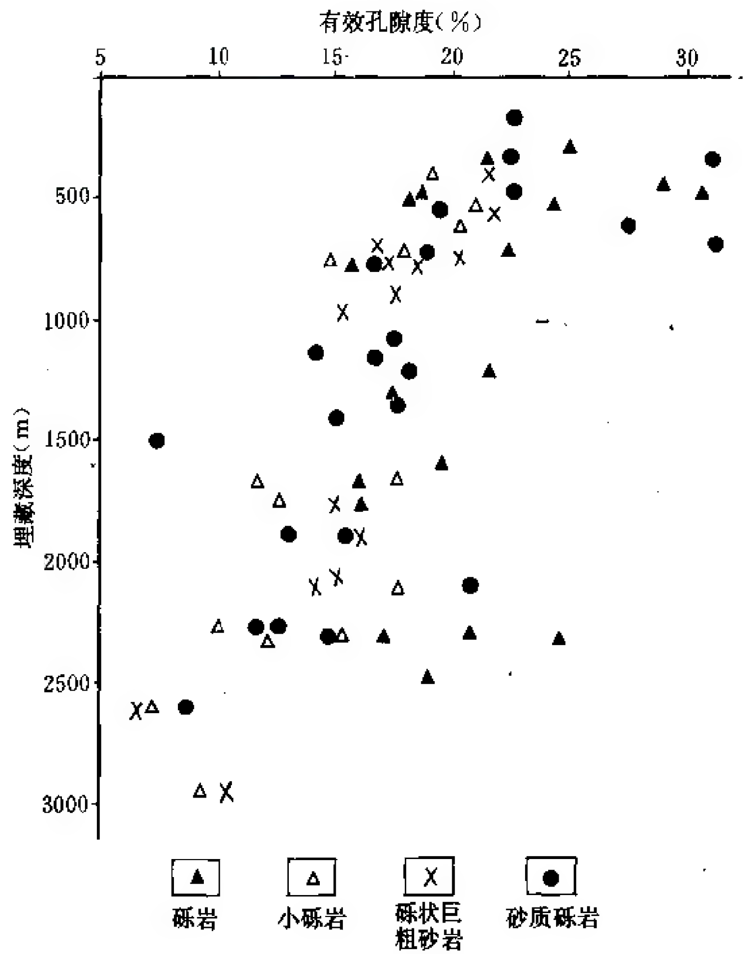


图 2-6-9 砾岩储集层有效孔隙度与埋藏深度关系图

表 2-6-19 砾岩储集层物性与深度关系参数表

参数值 物性 埋深(m) 岩性	有效孔隙度(%)			水平空气渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)		
	<1000	1000~3000	>3000	<1000	1000~3000	>3000
不等粒砾岩	14~21	4~18	<10	>70	20~250	<5
小砾岩	15~22	10~15	5~10	>20	35~80	<5
砂质砾岩	16~18.4	7~19	–	>20	0.4~800	–
砾状巨粗砂岩	13~22.4	9~21	–	>20	4~1000	<4

倍；渗透率变异系数变化在 0.52～2.12 之间，最高可达 3.27；渗透率的概率分布属 $\Gamma-(\sqrt{x})$、$v=2$ 型。这一切都反映了砾岩储集层物性不均值的程度要比一般砂岩严重得多。例如，克拉玛依油田一中区克上组砾岩储集层和大庆油田葡 I_{1-2} 及葡 I_{5-7} 两个砂岩储集层相比较，就可看出砾岩储集层的物性不均质性是多么严重（表 2–6–20）。

表 2–6–20　砾岩储集层与砂岩储集层不均质性对比表

项目 油田	层位	韵律数	砂岩厚度 (m)	空气渗透率 ($\times10^{-3}\mu m^2$)	泥质含量 (%)	分选系数	渗透率级差
大庆	葡 I_{1-2}	7	51	574～2910	5.6～8.5	2.3～3	3～11.3
	葡 I_{5-7}	2	7	729～735	2.4～6.2	1.4～2	2.3～6.2
克拉玛依一中区	S_1	1	沉积厚 3.5～10.5	9.8～1526	32	1.5～7.5	1～401.2

物性的变化与相带的分布关系是很明显的，即在洪积扇扇顶的主槽、侧缘槽、槽滩及扇中的辫流线和沙岛微相带，沉积物的颗粒较粗，泥质含量少，特别是扇中亚相带碎屑物分选较好，因此储集层的物性比其他亚相带要好，一般为中等以上容量、高渗透性乃至特高渗透性的储集层分布带（表 2–6–21）。

表 2–6–21　砾岩储集层不同相带物性对比表

亚相带	扇顶				扇中		
微相带 物性	主槽	侧缘槽	槽滩	漫洪带	辫流线	沙岛	漫洪带
有效孔隙度 (%)	7.7～20.4	15.4	13.1	17.8	9.5～15.6	13.57	12.6
空气渗透率 ($\times10^{-3}\mu m^2$)	208～2711	138～323	181.6～609	<1～66.9	126.5～3500	142～857	2.15～13.2

渗透率分布的另一特点是平行于河床水流方向的渗透率值较垂直于河床水流方向的渗透率值高 1.03～2.5 倍（表 2–6–22）。

需要强调指出，无论是扇顶或扇中亚相带的高渗透性层位都是不固定的，而是呈现为由于洪积扇流沟反复摆动游荡使沉积物在三维空间错叠沟通成复杂的高渗透系统，故在垂向上反映出同一个亚相带高低渗透层交互出现，甚至两个相隔 10～15 厘米的岩样其渗透率级差就可达到 20～50 倍。这种不均质的变化也是砂岩储集层中少见的。

表 2-6-22　克拉玛依油田一中区克上组 S_1 层不同方向渗透率①变化表

平行古水流方向渗透率变化						垂直古水流方向渗透率变化					
剖面Ⅰ		剖面Ⅱ		剖面Ⅲ		剖面Ⅳ		剖面Ⅴ		剖面Ⅵ	
井号	渗透率（$\times10^{-3}$ μm^2）	井号	渗透率（$\times10^{-3}$ μm^2）	井号	渗透率（$\times10^{-3}$ μm^2）	井号	渗透率（$\times10^{-3}$ μm^2）	井号	渗透率（$\times10^{-3}$ μm^2）	井号	渗透率（$\times10^{-3}$ μm^2）
342	32	2—6	510	12—13	725	4—1	30	6—1	145	8—10上	90
2—6	510	1—2上	295	12—12	220	4—2	260	6—2	160	10—10	67
3—8	141	2—5	310	12—11	58	3—1上	110	5—1上	166	9—11上	110
343	315	2—4	590	11—10上	85	4—3	130	6—3	265	11—11	195
4—6	375	2—3上	250	351	57	3—2上	77.5	6—4	215	12—8	165
4—5	175	3—4	195	14—10	59	4—4	330	6—5	66	11—8上	117
5—4	150	4—4	330	补14—9	155	3—3上	300	6—6	135	13—9	130
6—8	930	5—3	200	15—11	75	4—5	175	6—7	380	14—9	81
6—9	40	6—7	380	15—10	95	4—6	375	6—8	930	补14—9	155
7—9	125	7—7	215	15—9	108	4—8	165	6—9	40	15—12	70
8—7	430	6—3上	217	13—8上	155	4—9	125	6—10	140	14—4上	100
8—6	275	8—8	220	15—7	130						
		7—5上	225	15—6	245						
		9—4	130	347	380						
		41	87	14—6	830						
		10—4	207	12—5上	475						
		11—4	225	12—4上	210						
		11—5	145	14—5	195						
				14—3	455						
平均	291	平均	262	平均	248	平均	189	平均	240	平均	116

①均为解释有效渗透率。

4）储集层岩石颗粒分选系数及泥质含量对物性的影响也很明显。当分选系数小于3时，孔隙度为13%～22%；分选系数大于3时，孔隙度为11%～20%；分选系数小于2时，孔隙度一般都在15%以上。砾岩储集层的泥质含量一般不超过15%，较同一层岩性剖面组合中的中细砂岩和粉砂岩的泥质含量要小得多。故砾岩储集层的渗透率较同一层岩性剖面中的砂岩高，其数值为30×10^{-3}～1000×10^{-3}二次方微米，而同一层的砂岩渗透率一般都小于100×10^{-3}二次方微米（图2-6-10）。

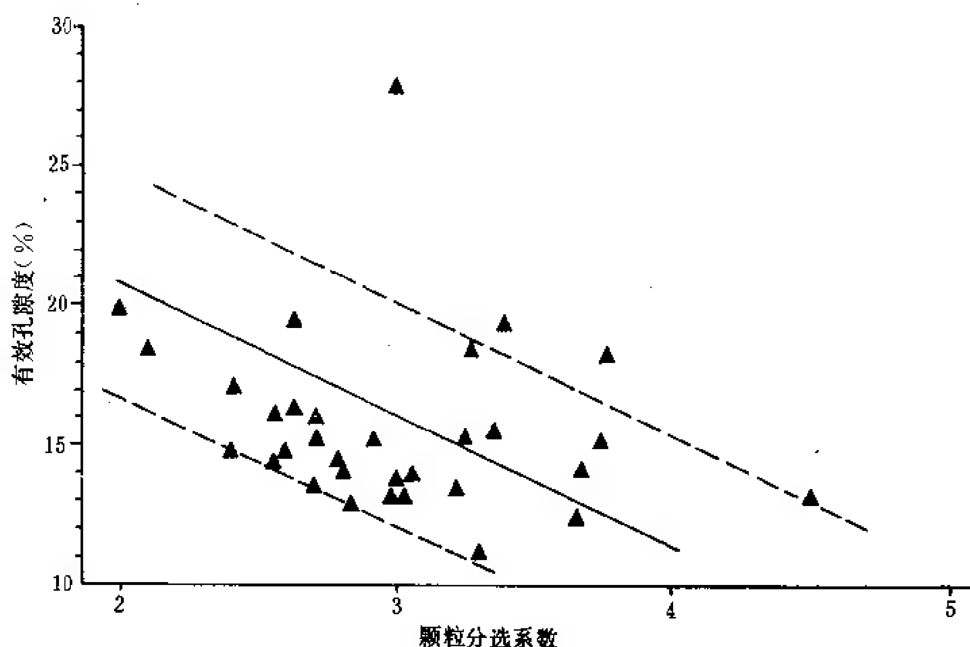


图2-6-10　砾岩颗粒分选系数与孔隙度关系图

5）根据油水相渗透率曲线分析，砾岩储集层的束缚水饱和度较高，为30%～53%，可动油饱和度较低，一般只有30%左右，变化范围在27%～42%之间。因此，原始含油饱和度为50%～70%。

平均水驱油效率为56%，比砂岩储集层低（盆地西北缘的砂岩储集层水驱油效率一般为60%）。

6）岩石表面性质属中亲水—强亲水，其中，下—中三叠统的百口泉组、克下组多属中亲水性质，而克上组为中亲水—强亲水性质，说明储集层是有利于注水开发的。

二、火山喷发岩储集层

火山喷发岩储集层的分布，以盆地西北缘的克拉玛依油田最为集中，且大都沿主断裂分布，说明古火山活动与断裂形成有密切的关系。地层层序上属于盆地基底石炭系和下二叠统佳木河组。

根据岩矿鉴定，盆地西北缘的火山喷发岩绝大部分都是基性和中性的，酸性的火山喷发岩只在局部地区，如在克拉玛依油田八区有所发现。

岩石化学分析说明，盆地西北缘火山活动属于陆缘环境，且存在多阶段性。总体上属高铝（钙碱性）岩系和碱性岩系，前者发育了高铝玄武岩—安山岩—流纹岩组合；后者发育了碱性玄武岩—粗面岩组合。盆地西北缘的火山喷发岩的另一特点是火山活动表现为溢流作用



与爆发作用交替进行，且以溢流作用为主，并具有多期喷发的特点（表 2-6-23）。

表 2-6-23　准噶尔盆地西北缘火山岩相划分表

相带	相	岩石类型
近火山口相带	爆发相	火山角砾岩、集块岩
	溢流相	富气孔熔岩
过渡相带	爆发相	火山角砾凝灰岩、凝灰岩
	溢流相	贫气孔熔岩
远火山口相带	喷发—沉积相	各种粒级碎屑岩
	溢流相	薄层熔岩
	爆发相	玻屑凝灰岩

下面按火山喷发熔岩及火山碎屑岩两种主要类型分别叙述其岩性、物性特点。

(一) *熔岩*

1.玄武岩

灰色、深灰色、黑灰色，有斑状玄武岩或无斑、少斑玄武岩两种。斑状玄武岩具斑状结构，斜长石斑晶较大，达 0.5～10 毫米，含量 20%～60%。基质由小于 0.25 毫米的柱状斜长石细—微晶组成，局部含辉石微晶、磁铁矿及玻璃质。岩石常以厚层块状出现，杏仁状气孔、溶洞、裂缝发育。无斑或少斑玄武岩，气孔小（3 毫米以下）且发育不好，常以薄夹层出现。玄武岩普遍有不同程度的绿泥石化、沸石化、方解石化和葡萄石化。当玄武岩中含有角砾时，形成玄武质角砾熔岩，角砾形态不规则，一般大小为 2～15 毫米。

有效孔隙度 2.4%～8.5%，致密玄武岩有效孔隙度一般小于 4%，而蚀变玄武岩最高可达到 13%；例如克拉玛依油田一区石炭系玄武岩，蚀变作用较强，有效孔隙度较高，一般在 6%～13%的范围内。

空气渗透率 0.03×10^{-3}～10.3×10^{-3} 二次方微米，基质岩块的空气渗透率一般都小于 1×10^{-3} 二次方微米，但在裂缝发育部位或蚀变部位空气渗透率可以达到数百二次方微米。

据表 2-6-16 分析标准，玄武岩储集层属于小容量、特低渗透性的差储集层，局部情况下，由于后生作用的影响，物性有所改善，可以达到中、小容量，低渗透性的一般储集层的等级。极少情况，如裂缝连通性特别好的部位，有可能达到好储集层甚至特好储集层的等级。

2.安山岩

属于中性喷发熔岩，灰色、深灰色，有斑状安山岩和交织安山岩两种。

斑状安山岩的斜长石斑晶含量比玄武岩高，达到 45%～85%，基质由柱状斜长石细晶—微晶、玻晶、微晶辉石及磁铁矿等组成。交织安山岩则无斑状结构，但斜长石含量更高，达 60%～85%，且具定向排列。安山岩的气孔和裂缝也很发育。

安山岩储集层的有效孔隙度 3.3%～10%，一般为 4.4%～5.5%。空气渗透率为 0.03×10^{-3}～1.96×10^{-3} 二次方微米。经后生作用物性改善后，空气渗透率可达到 54×10^{-3} 二次方



微米。如克拉玛依油田九区的前缘断块——403 断块及 417 断块的石炭系安山岩。

3.流纹岩

属酸性喷发岩，分布比较局限，仅在克拉玛依油田八区佳木河组储集层中发现。呈浅灰绿色、浅肉红色、具流纹构造，基质由石英、长石、玻晶组成，斑晶有透长石、正长石、石英以及钾长石等。石英斑晶含量占 15%，钾长石斑晶含量 20%～25%。气孔发育，且多呈串珠状、线状密集分布。

有效孔隙度为 12.9%，变化在 8.4%和 16.5%之间，空气渗透率为 0.11×10^{-3}～1.08×10^{-3} 二次方微米，平均为 0.35×10^{-3} 二次方微米，属于中小容量、低—特低渗透性，一般—差的储集层。

熔岩是火山喷发岩溢流相的产物，是熔浆溢出火山口后沿着古地形从高处流向低凹处聚集而成。巨厚的熔岩流常在成分、结构和构造上形成明显的分带，如克拉玛依油田一区石炭系玄武岩可划分为 3 个带，即

1）上部气孔带：由玻璃质玄武岩构造组成，气孔较大，且发育，气孔含量 20%～35%；

2）中部致密带：由致密块状玄武岩组成，气孔极小，含量 3%～5%，厚度较大；

3）下部气孔带：与上部气孔带相同。

在薄层熔岩流中，这种分带性不明显，熔岩厚度愈大，分带愈明显。富含挥发性组分的薄层熔岩流常层层叠加形成复式气孔状熔岩流，厚度可达几十米。

熔岩的岩性、物性与含油性的关系见表 2–6–24。

表 2–6–24　火山喷发熔岩岩性、物性与含油性统计表

内容 \ 岩石	玄武岩	安山岩	流纹岩
斜长石（%）	20～60	45～85	
辉　石（%）	5～30	0～25	
玻　晶（%）	7.4～8.5	0～35	
橄榄石（%）	2～4		
方解石（%）	11.2		
方沸石（%）	1.67～50	1.67	
磁铁矿（%）	8～15	0～10	
石　英（%）			15
钾长石（%）			20～25
孔隙度（%）	2.4～8.5	4.4～5.5	8.4～16.5
渗透率（$\times10^{-3}\mu m^2$）	0.03～10.3	0.03～1.96	0.11～1.08
典型井井号	古 65	古 89	8057
典型井试油产量（t/d）	24.46	5.61	37.8



（二）火山碎屑岩

分布于盆地西北缘石炭系和下二叠统佳木河组储集层的火山碎屑岩，包括玄武质和安山质两种，其碎屑物含量大于50%，碎屑间没有化学胶结物，而是由碎屑相互压紧而成，或是由熔岩岩浆胶结而成（角砾熔岩）。

1.玄武质火山角砾岩

灰黑色、灰绿色，由玄武岩岩屑、长石晶屑及火山灰组成。角砾粒径2～64毫米，块状构造，粒径大于64毫米时称为集块岩。岩石裂缝发育，其中充填有绿泥石、方解石、沸石等。

有效孔隙度为4.7%～10%，空气渗透率为0.51×10^{-3}～70×10^{-3}二次方微米，属于小容量、特低—中等渗透性、差—好的储集层。

2.安山质火山角砾岩

灰色、灰黑色、灰褐色，碎屑物为安山岩，角砾粒径一般小于10毫米，最大可达40毫米。碎屑颗粒有不同程度的蚀变，如绿泥石化、沸石化等。碎屑物间的填充物有火山尘、硅质及方解石等。岩石裂缝发育，充填有绿泥石、沸石及方解石等。

有效孔隙度为3.81%～16.7%，一般为5%，只是在裂缝发育部位（微裂缝网络）孔隙度可以达到10%以上。

空气渗透率一般小于1×10^{-3}二次方微米，裂缝发育部位可以达到200×10^{-3}二次方微米以上，属于小容量、特低渗透性储集层。

3.凝灰岩

灰色、深灰色，由小于2毫米的玄武岩、安山岩等碎屑组成，并有斜长石、石英、辉石等矿物晶屑。具沉积特征，胶结物为方解石、绿泥石及沸石等。裂缝发育部位充填有方解石、沸石等矿物。

有效孔隙度为3.1%～8.1%，平均为5.4%，最高可达22.1%（角砾凝灰岩）。

空气渗透率为0.5×10^{-3}～18.2×10^{-3}二次方微米，平均为3.6×10^{-3}二次方微米。属于小容量、低—特低渗透性、一般—差的储集层。火山碎屑岩岩性、物性与含油性的关系见表2-6-25。

表2-6-25　火山碎屑岩岩性、物性与含油性统计表

项目＼岩性		玄武质火山角砾岩	安山质火山角砾岩	玄武质角砾熔岩	安山质角砾熔岩	凝灰岩
角砾	成分	玄武岩	安山岩	玄武岩	安山岩	
	含量（%）	10～95	80	15～95	15～30	
	粒径（mm）	2～20	<30	10～40	<20	
熔岩	成分			玄武岩	安山岩	
	含量（%）			5～85	60～75	
胶结物	成分	沸石、方解石、葡萄石				
	含量（%）	5～15	8			



续表 2-6-25

项目 \ 岩性		玄武质火山角砾岩	安山质火山角砾岩	玄武质角砾熔岩	安山质角砾熔岩	凝灰岩
斑晶	成分及含量(%)	斜长石 2%~10%，角闪石 1%		斜长石 20%~40%		
	晶径（mm）	0.1~10		1~2		
充填物	成分	沸石、方解石、绿泥石、火山灰		片沸石、绿泥石、方解石	绿泥石、方解石	
	含量（%）	15		5~15		
气孔含量（%）		2~20		5~20	5~10	
矿物含量(%)	斜长石	35~50		25~75		4~25
	玻　基	34~48		7~68		
	辉　石	5		8~25		
	橄榄石	1		2~3		
	辉沸石			15~40		
	绿泥石			3~20		
	方解石			5~18		
	磁铁矿			3~7		
	硅　质					30
	绢云母					5
	火山灰					15~30
	角闪石					
岩屑	主要成分					安山岩
	含量（%）					40~78
有效孔隙度（%）		4.7~10	3.8~16.7	4.7~10	3.8~16.7	3.1~8.1
空气渗透率（$\times10^{-3}\mu m^2$）		0.51~70	<1	0.51~70	<1	0.5~18.2
试油结果	井号	古 65 井				8061 井
	产量（t/d）	油 19.7				油 22.7

火山喷发熔岩、火山角砾岩及凝灰岩等在剖面上呈交互分布，构成了频繁的交互层。按

照爆发—溢流—再爆发—再溢流的火山活动过程反复进行多次，组成了若干火山岩的“喷发旋回”，显示出盆地西北缘石炭系—二叠系火山喷发岩的多次喷发特点（图 2-6-11）。

图 2-6-11　克拉玛依油田一区石炭系火山岩相柱状图（古 65 井）

1—角砾熔岩；2—蚀变熔岩；3—玄武岩；4—碎裂玄武岩；5—火山角砾岩；6—断层角砾岩



火山喷发岩中广泛分布的裂缝对储集层的物性影响明显，如克拉玛依油田一区石炭系火山喷发岩储集层，根据压力恢复曲线计算的有效渗透率为 $5.4\times10^{-3}\sim1026\times10^{-3}$ 二次方微米，比同一层段的基质空气渗透率 $0.01\times10^{-3}\sim100\times10^{-3}$ 二次方微米要高得多，反映出储集层由于裂缝的存在提高了渗滤性能。其他层系的火山喷发岩也有类似情况，如克拉玛依油田五区、七区下二叠统佳木河组的火山喷发岩储集层，因裂缝存在而改善了储集、渗滤性能的层段，约占整个储集层层段的 20%～30%。

火山喷发岩储集层的束缚水饱和度较高，残余油饱和度较低。如克拉玛依油田一区石炭系束缚水饱和度为 37.7%～55.4%，残余油饱和度为 5.2%～8.3%；且随着含水饱和度的增加，油的相对渗透率下降快，水的相对渗透率，特别是裂缝储集层的水相渗透率上升较快。在同样注入 1 倍孔隙体积水量的条件下，裂缝性储集层的水驱油采收率较低，仅为 46%，而含水率却达到 94%；但孔隙基质的水驱油采收率较高，可达 64%～78%，含水率只有 82%～83%。这个特点说明石炭系火山喷发岩储集层的岩石润湿性具亲水性质，含水后产量递减快。对佳木河组火山喷发岩储集层进行的岩石润湿性和渗吸试验说明，岩石也具有中一强亲水性能，且纵向自上而下岩石的亲水性增强。储集层的自吸效率一般为 14.5%～26.7%，说明对佳木河组火山喷发岩储集层注水开发是可行的。

三、砂岩储集层

(一) *砂岩储集层的岩石学特征*

在盆地内已发现的油气田中，从二叠系直到新第三系，几乎都有砂岩储集层分布。尤其是 80 年代以来发现的重油油田，其储集层大部分是由砂岩组成。这些砂岩储集层属于山麓河流相、滨湖及浅湖相的陆源碎屑沉积，岩性主要为中—细砂岩和粉砂岩，局部为粗砂岩或巨一粗砂岩。

山麓河流相的砂岩储集层常与山麓洪积相的砾岩层共同构成多韵律的正旋回剖面组合。砂岩占整个剖面组合厚度的 60%左右，如盆地西北缘的中三叠统克拉玛依组、下侏罗统八道湾组、上侏罗统齐古组及盆地南缘独山子油田新第三系沙湾组等。而湖相、河流—滨浅湖相的砂岩储集层，则多为中一厚层的砂泥岩剖面组合；如盆地西北缘的上三叠统白碱滩组、下白垩统吐谷鲁组以及盆地东部的上二叠统平地泉组砂岩储集层等。

盆地西北缘砂岩储集层中的石英含量普遍比盆地东部要高。如中三叠统克下组砂岩的石英含量为 70%～90%，即使石英含量较少的上侏罗统齐古组砂岩储集层及上三叠统白碱滩组砂岩储集层，石英含量仍可达到 22%左右；而盆地东部上二叠统平地泉组砂岩储集层（主要是平二段和平三段）的石英含量一般只有 3%～10%，最多也只有 20%，而且只分布在个别储集体中，反映了该岩石成熟度低的特点。

除石英外，碎屑物的成分有长石、润湿性岩块和非润湿性岩块，含量变化不等。但以平地泉组长石含量为高，一般为 30%～60%，属于长石岩屑砂岩。

碎屑颗粒分选较差，分选系数为 1.61～3.76，一般均在 2 以上，粒径中值为 0.041～0.44 毫米。

胶结物主要为泥质和碳酸盐。泥质胶结物含量为 0.156%～27%，成分主要为高岭石、绿泥石；碳酸盐含量为 0.82%～27.5%。但在盆地东部的平地泉组砂岩中，胶结物成分则主要为白云石、方解石及沸石。

盆地东部北三台地区的砂岩储集层（下二叠统烧房沟组、中侏罗统头屯河组及上侏罗统齐古组）多为泥质胶结，粘土矿物成分以蒙脱石为主，含量一般都在 50%以上，甚至高达

96%，在埋藏深度 3000 米左右时，蒙脱石含量仍维持在 50%左右；到三台地区，粘土矿物中的蒙脱石含量才有所减少。可见北三台—三台地区三叠系—侏罗系砂岩储集层具有很强的敏感性。

(二) 砂岩储集层的物性特征

不同岩性的砂岩储集层物性变化不同。如中—粗砂岩，有效孔隙度为 14.5%～28%，空气渗透率 10.1×10^{-3}～1258×10^{-3} 二次方微米；中—细砂岩的有效孔隙度为 15.5%～34%，空气渗透率为 5.4×10^{-3}～7000×10^{-3} 二次方微米；细砂岩的有效孔隙度为 12.7%～38%，空气渗透率为 0.8×10^{-3}～4000×10^{-3} 二次方微米。上属几种储集层均属中等—大容量、中等—特高渗透性的一般—特好的储集层。

粉砂岩的有效孔隙度为 8.6%～24.7%，空气渗透率为 0.07×10^{-3}～166.7×10^{-3} 二次方微米，属于小—大中容量、特低—高渗透性的差—好的储集层。

从渗透率均质性对比，盆地东部的砂岩储集层较盆地西北缘的要好。如东部平地泉组砂岩的渗透率级差变化只在 1.27～4.73 之间，而盆地西北缘却达到 5～73.1。

裂缝发育对储集层的影响明显。如平地泉组在火烧山油田的平二段及平三段，根据所测压力恢复曲线计算的有效渗透率分别为 43.7×10^{-3}～251×10^{-3} 二次方微米和 162×10^{-3}～100×10^{-3} 二次方微米，比岩芯分析的空气渗透率 1.3×10^{-3}～5.13×10^{-3} 二次方微米高得多，反映出裂缝对油气的渗滤作用。

盆地内各地区砂岩储集层的物性见表 2-6-26。

表 2-6-26 准噶尔盆地砂岩储集层物性表

油田或地区	层位	有效孔隙度 (%)	空气渗透率 ($\times10^{-3}\mu m^2$)	油田或地区	层位	有效孔隙度 (%)	空气渗透率 ($\times10^{-3}\mu m^2$)
独山子油田	N_1	16.6	0.8～46	克拉玛依油田黑油山区	T_2k^2	24～28	172～1258
风成城地区	K_1	30～38	1000～4000	克拉玛依油田三$_2$区	T_2k^2	21.2	413.4
克拉玛依油田九区	J_3q	23.5～26.4	672～3519	克拉玛依油田二区	T_2k^1	18.4	16～237①
风成城地区	J_3q	24～34	1000～3000	克拉玛依油田三$_2$区	T_2k^1	24.2	253～421
盆地东部	J_3q	22	83～166.7	克拉玛依油田四$_1$区	T_2k^1	22.3	133
盆地东部	J_2x	20.7～24	56～99.3	克拉玛依油田五$_1$区	T_2k^1	19.6	60.1
克拉玛依油田二区	J_1b	21	9.4～269	克拉玛依油田五$_2$西区	T_2k^1	16	63.2
克拉玛依油田七区	J_1b	16	20.9	克拉玛依油田七东区	T_2k^1	21.5	757.4
风成城地区	J_1b	29～32	1000～7000	盆地东部	T_1j	18.9	11.2～59
克拉玛依油田七区	T_3b	22.2	49	盆地东部	P_2ur	13.1～24.5	1.2～62.7
克拉玛依油田一区	T_2k^2	15.5～15.9	1～12②	盆地东部	P_2p	8.6～17	16.1～0.28
克拉玛依油田三$_1$区	T_2k^2	21.5～23	16.4～44				

①②垂直空气渗透率。



砂岩储集层的原始含油饱和度，轻质油气藏一般为 60%～65%，但重质油气藏最高可达 78%。例如盆地西北缘克拉玛依油田九区上侏罗统齐古组重油油藏，通过高温相对渗透率试验说明，由于岩石颗粒受热膨胀以及微粒移动造成孔道堵塞，虽然储集层的绝对渗透率随着温度升高而下降，但因岩石表面更趋于水湿，束缚水饱和度急剧增大，残余油饱和度降低，最终使驱油效率得到改善，故对重质油藏宜用热力开采。

四、泥质白云岩—白云质泥岩储集层

该类储集层分布于盆地西北缘风成城地区下二叠统风成城组的风二段内及盆地东部火烧山油田上二叠统平地泉组的平二段下部及平三段内，属过渡型的碎屑岩—化学岩沉积。

岩性以富含白云石和泥质为主要特征，白云石含量可达 80%。当白云石含量在 50%以上、泥质含量小于 30%时称为泥质白云岩，当泥质含量在 50%以上、白云石含量小于 30%时称为白云质泥岩。风二段内这种储集岩常与钙质泥岩、含砂屑团块鲕粒灰岩、细—粗砂岩等呈交互层；平地泉组内这种储集层岩石常含粉砂质，一般称为含粉砂质泥云岩、粉砂云泥岩及粉砂质白云岩。其中白云石多呈微粒状，含量一般都在 75%以上。

该类储集岩基质致密，孔隙度普遍较低，油气渗流主要是靠裂缝。风成城组岩芯分析，有效孔隙度为 0.2%～16%，一般为 4%～6%；利用测井资料计算的基质有效孔隙度为 6.7%～7.1%，裂缝孔隙度为 0.41%～0.45%。岩芯分析基质的空气渗透率为 0.4×10^{-3}～100×10^{-3} 二次方微米，绝大部分小于 1×10^{-3} 二次方微米，属于小容量、特低渗透性、局部为中等渗透性的差—一般的储集层。根据压力恢复曲线计算的有效渗透率为 0.44×10^{-3}～437×10^{-3} 二次方微米，反映了裂缝对油气比较显著的渗滤作用，说明该储集层属于双重介质的储集类型。在平地泉组，该储集层的岩芯分析有效孔隙度为 0.2%～4.6%，当有裂缝时，有效孔隙度为 7.9%；基质空气渗透率为 0.5×10^{-3} 二次方微米。属于小容量、特低渗透性的差储集层；但在裂缝段渗透率可达 73×10^{-3} 二次方微米，属中等渗透性的一般储集层。

五、变质岩储集层

分布于盆地西北缘石炭系及下二叠统佳木河组中，常与火山喷发岩、火山碎屑岩交互出现。岩性为变质砂泥岩、变质凝灰岩及构造碎裂岩等，呈深灰色、暗色，碎屑物成分有玄武岩、安山岩及石英、长石、火山尘等，富含凝灰质，具层状构造及碎裂构造。

储集层岩石主要属于正常的沉积岩，由于受到埋藏变质作用和动力变质作用，使岩石中的矿物及岩石结构发生变化而形成。例如砂泥岩经过压实和蚀变，岩石中的矿物多被绿泥石化、硅化和沸石化，并形成胶结非常致密坚硬的地层。经过多次构造断裂活动，岩石的裂缝非常发育。裂缝中充填有沸石、方解石、绿泥石等，在断裂带附近极易形成构造碎裂岩。此外，在克拉玛依油田一区石炭系储集层中还见有直接由岩浆岩破碎形成的构造碎裂岩，成分有玄武岩、安山岩并保留着母岩的斑状结构。

变质砂泥岩基质的有效孔隙度很低，一般不超过 5%，空气渗透率小于 1×10^{-3} 二次方微米，属于小容量、特低渗透性的差储集层，但在裂缝发育段物性会变好。

构造碎裂岩一般物性较好，有效孔隙度可以达到 8.5%～21.4%，平均为 13.2%；空气渗透率在 4.17×10^{-3}～1534×10^{-3} 二次方微米之间，平均为 273.8×10^{-3} 二次方微米，属于中小—中等容量、低—高渗透性、较差—好的储集层。这种储集层的物性无疑是受到断裂带裂缝改造才得以变好的。

第三节 储集层的储集空间特征

一、砾岩储集层

（一）复模态结构

砾岩储集层的空间结构主要表现在以砾石为骨架形成的孔隙中，部分或全部为砂粒所充填；而在砂粒组成的孔隙结构中，又部分地为粘土颗粒所充填。砾石、砂屑和粘土颗粒三者形成错综复杂的结构组合，即所谓的“复模态”结构。形成这种结构的因素有四点：

1）岩石成分复杂，变化幅度大，抗风化的强度不均；

2）砾石的磨圆度很差，一般为半棱角状，颗粒之间一般沿彼此的平面或切面方向接触；

3）储集层的粒度分布范围宽，从 0.01～200 毫米，正态概率曲线具有宽区间、低斜率、分选系数和粒度中值大的特点；

4）胶结方式主要以孔隙式胶结为主，半接触式胶结次之，伊利石、绿泥石、高岭石及蒙脱石等复杂的泥质成分全充填或半充填于砂、砾组成的孔隙内，对孔隙的大小和形态影响极大，刘敬奎曾生前对这种结构做了如下的定量描述：

$$\phi_E = \phi_c - f_s - f_m + f_s\phi_s + f_m\phi_m$$

$$K = \frac{\phi^3 / (1-\phi)^2}{5\left[3\left(f_m/r_m + f_s/r_s + f_c/r_c\right)\right]^2}$$

$$S = 3/\bar{r} = 3/\left(f_m/r_m + f_s/r_s + f_c/r_c\right)$$

式中 ϕ_E——复模态的有效孔隙度，小数；

ϕ_c——单模态砾岩孔隙度，小数；

ϕ_s——双模态储集层内砂岩的孔隙度（或单模态砂岩孔隙度），小数；

f_s——以小数表示的砂屑岩石颗粒总体积与其封闭孔隙体积之和；

f_m——以小数表示的粘土无因次体积（或以小数表示的粘土颗粒所占孔隙总体积与其封闭的孔隙体积之和）；

ϕ_m——泥岩的有效孔隙度，小数；

S——球形颗粒比面，1／厘米；

r_c——砾石平均半径，厘米；

r_s——砂屑平均半径，厘米；

r_m——粘土颗粒平均半径，厘米；

r——调和半径，厘米。

准噶尔盆地西北缘砾岩储集层的这种复模态结构，不仅反映出与砂岩储集层相比有较低的有效孔隙度和较差的渗透性，而且还表现在孔隙类型复杂、几何形态多变、孔喉分布不佳等方面。



（二）孔隙类型及其组合形式

砾岩储集层的孔隙类型与沉积环境及成岩后生变化的关系密切。一般来说，受后生变化影响较小的洪积砾岩储集层以原生的粒间孔为主，如二叠系及下侏罗统八道湾组储集层；当受后生变化影响较大时，孔隙类型主要为次生的溶蚀孔，如克拉玛依油田八区上二叠统乌尔禾组下亚组砾岩储集层，详见表 2–6–27。

表 2–6–27　砾岩储集层孔隙类型表

层位	主要孔隙类型						各种类型孔隙直径(μm)	面孔率(%)	孔喉配合数
	类型①	占全部孔隙(%)	类型②	占全部孔隙(%)	类型③	占全部孔隙(%)			
J_1b	粒间孔	80	杂基微孔	<20			①20~400 ②1~200	1~10	3.5
T_2k^2	粒间孔	28~70	粒内溶孔	20~43	界面孔	<10	①20~471 ②1~270	0.5~8	1~3
T_2k^1	粒间孔	<80	界面孔	<80	微裂缝	20	①16~250 ②1~50	<1~14	2~4
T_1	粒间孔	50~90	砾缘缝	<36	微裂缝	<28	①10~242 ②5~20	2~12	2~3
P_2ur^a	溶蚀孔	49	晶间孔	20	交代孔 微裂缝	13 <5	①20~200 ②4~630 ③30~70	<1~7	2.3

注：①以粒间孔为主，②以杂基微孔、粒内溶孔晶间孔为主；③以裂缝为主。

砾岩储集层中的粒间孔不如砂岩发育，且在二维平面上呈三角形、多边形或不规则形，界面孔发育于岩性变化的界面中，多分布于大型洪积扇顶，通道端直，液阻效应较粒间孔低，易水窜。

次生溶蚀孔包括砾间孔、晶间溶孔、砾内溶孔及溶模孔等。

表 2–6–27 还反映出各层组的孔隙组合特点，例如，克上组以粒间孔、粒内溶孔和界面孔为主要组合类型。但是，不同的沉积相带孔隙组合是不一样的，按相带划分，大体有 4 种组合类型：

1）粒间孔与砾缘缝+界面孔组合类型，孔、喉半径较大，发育在小型洪积扇顶、大型洪积扇中及辫状河流相等有利储油相带；

2）粒间孔与微裂缝+界面孔组合类型，发育在大型洪积扇顶的较有利储油相带；

3）粒间孔与界面孔组合类型，孔小、喉小，发育在小型洪积扇中及大型洪积扇缘的不

利储油相带；

4）溶模孔、晶间孔与微裂缝组合类型，分布在成岩后生作用严重的洪积相砾岩中，形成低—特低渗透性储集层。

多类型的孔隙组合，每种类型孔隙大小不均，使孔隙分布曲线呈多峰态、宽区间特点，见图 2-6-12。

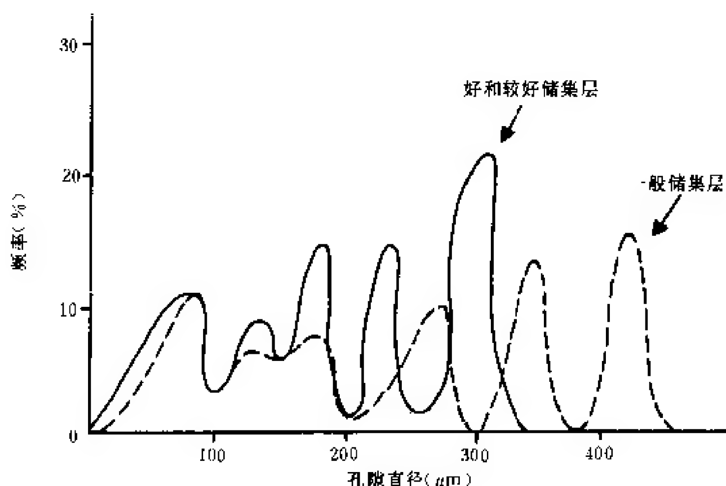


图 2-6-12　砾岩储集层孔隙频率分布图

（三）孔喉分布特征

根据压汞法测定毛管压力曲线资料，砾岩储集层总体上属于分选较差、偏细歪度甚至细歪度的孔喉分布。这种分布大部分不服从于正态概率，在正态概率坐标纸上一般呈“多段式”、“短头长尾”型的折线而不是一条直线。这说明孔喉大小不均，且以中小孔喉为多（图 2-6-13）。

从层位对比，下侏罗统八道湾组的孔喉分布略好，表现在毛管压力曲线的排驱压力较低，中值压力也较低，也即最大连通孔喉半径较大，中值孔喉半径较大，孔喉分选较均匀；主要渗透率贡献值控制了储集空间的大部分，注水效果较好。而下二叠统自口泉组、中二叠统克下组及克上组的孔喉分布居次。最差的是上二叠统乌尔禾组下亚组，孔喉分布属于低峰态多峰值型，偏细歪度乃至完全是细歪度，平均喉道半径只有 0.06 微米，主要渗流孔喉分布范围小，是裂缝—孔隙双重介质型的储集层（图 2-6-14、表 2-6-28）。

孔喉分布的另一特点是孔喉比值高，其数值一般为 30～40，甚至达到几百倍，例如山麓洪积相的砾岩储集层孔喉比可达 271，辫状河流相的砾岩储集层最高可达 90，而对受后生变化影响较大的洪积砾岩储集层，其孔喉比可达到 317。

这些特点决定了砾岩储集层内部油水分布和油水运动的复杂性，储集空间内很大一部分原油渗流能力弱，渗滤阻力大，注入水的突进很快，产生了大量滞油带，降低了驱油效率。

（四）裂缝分布特征

二叠系及下侏罗统砾岩储集层的储集类型为单一介质的孔隙型，但上二叠统乌尔禾组下亚组的砾岩储集层则为裂缝—孔隙双重介质型。通过钻井取芯观察、测井解释及试油试采过程中的动态分析证实，该储集层在克拉玛依油田八区含油面积的东南部存在一个发育的裂缝带。裂缝的分布有两个特点：

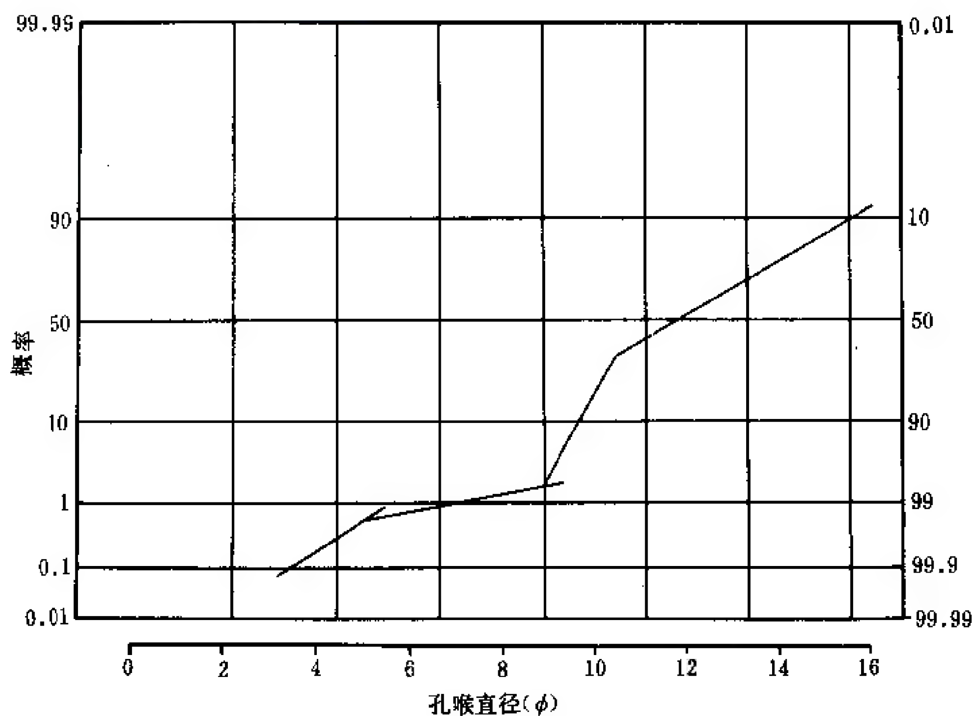


图 2-6-13　砾岩储集层孔喉概率分布曲线图

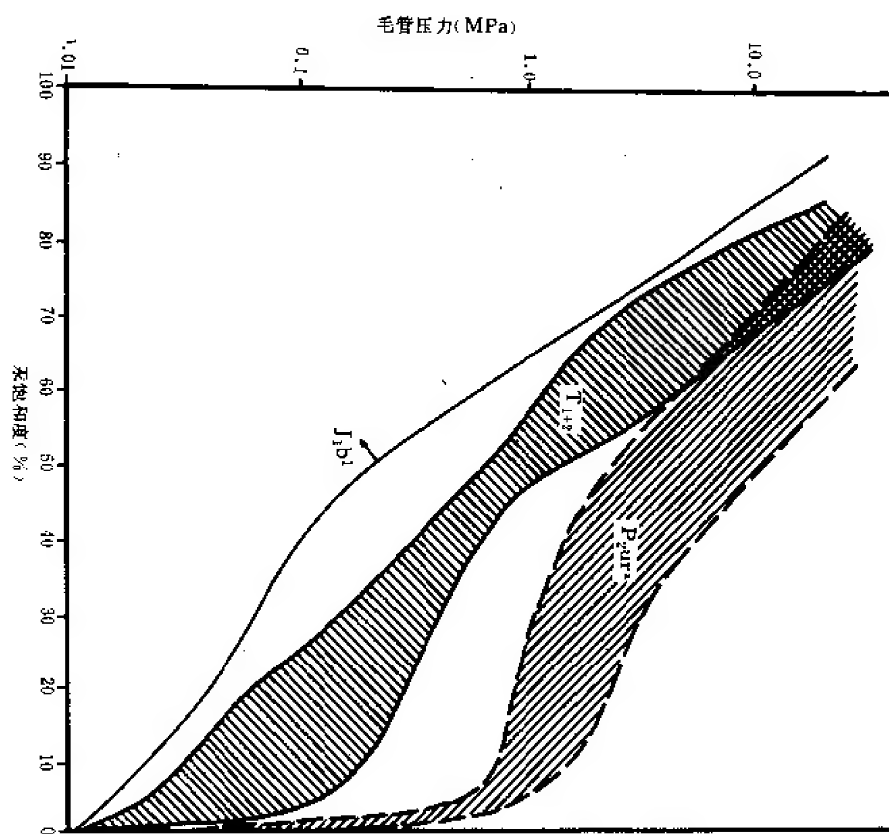


图 2-6-14　砾岩储集层毛管压力曲线分布特征图

表 2-6-28　砾岩储集层孔喉分布特征表

层位	毛管压力曲线特征参数									
	排驱压力(MPa)	最大连通孔喉半径(μm)	中值压力(MPa)	中值孔喉半径(μm)	最小非饱和孔隙体积(%)	退出效率(%)	孔喉均值半径(μm)	分选度	歪度	孔喉半径大于1μm所占体积(%)
J_1b	0.089	8.43	1.34	0.56	10.3	45	0.804	3.4	0.16	
T_2k^2	0.05～0.84	0.89～15	0.42～10	0.075～1.78	13～53.4	32.7～50.8		1.36～4.4	1.59	18
T_2k^1	0.004～0.22	3.41～187.5	0.1～12.0	0.063～0.75	10～58.1	34	0.56	2.35～2.63	−0.053～−0.297	23.8～40
T_1	0.04～1.75	0.43～18.75	2.57～>30	<0.025～0.29	19.7～42.3	40.8	4.14～12.87	1.66～3.06	1.488～−2.433	7.55～33.6
P_2ur^a	0.3～4.8	0.156～2.5	1.9～30	0.025～0.395	30～40	28	0.06	2.9		<10

1）产状多。有直劈裂缝、倾斜裂缝、水平裂缝、交叉裂缝、羽状裂缝、砾石表面裂缝及微细裂缝等。长度从几厘米至 5 米以上，宽度一般 0.15～1 毫米，最大可达 3 毫米。微细裂缝宽度一般小于 0.15 毫米，且产状杂乱，无固定的几何定位。但宽度大于 0.15 毫米的直劈裂缝和倾斜裂缝则有固定的几何定位，根据裂缝识别测井证实，主裂缝的方位为 SE60°。但这些大裂缝常被方解石、黄铁矿等充填，因此对油水运动有较大影响的主要是微裂缝。

2）裂缝在纵横向上的分布有一定的规律性。在裂缝最发育的地带，不仅微裂缝发育，而且直劈大裂缝也很发育，倾斜裂缝以高角度为主，各种裂缝的密度大，长度及宽度均较小。纵向上，在 2400～3600 米的深度内均有裂缝分布，但在 2900 米以下直劈大裂缝最为发育，而 2900 米以上无论是裂缝的数量或规模都相应减小（图 2-6-15）。

二、火山喷发岩储集层

（一）孔隙类型

火山喷发岩储集层的孔隙类型及孔隙组合比较复杂，有溶洞、晶间溶孔、粒内溶孔、粒间溶孔、交代孔、气孔、微裂缝及裂缝等。从组合类型上看，以晶间溶孔为主的次生溶蚀孔隙组合类型及以裂缝为主的溶蚀孔—裂缝组合类型，是火山喷发岩尤其是石炭系火山喷发岩储集层最重要的孔隙类型。

晶间溶孔发育于火山岩的矿物晶体、斑晶内或裂缝充填物，如沸石、方解石晶体等被溶蚀而成，连通性较好，一般孔隙直径 0.16 毫米，最大可达 1.3 毫米；粒内溶孔及粒间溶孔常发育于火山碎屑岩及火山喷发熔岩中，碎屑颗粒如石英、长石等被溶蚀，以及碎屑颗粒间的胶结物如方解石等被溶蚀而相应形成粒内及粒间溶孔，孔隙直径一般 0.01～0.1 毫米，最



大可达 0.15～0.5 毫米，形状不规则，在粒内溶孔的边缘常保留部分蚀余矿物；交代孔见于火山岩的斑晶斜长石被交代溶蚀而形成的次生孔隙中；火山喷发岩中的气孔多被绿泥石、方解石、方沸石、硅质等充填或半充填，局部地区气孔孔径可达 3～4 毫米，如克拉玛依油田八区佳木河组安山岩。微裂缝在火山喷发岩中普遍发育，形态多样，裂缝宽度小于 0.1 毫米，一般宽数微米，最大可达 20 微米，长度在十几至几十微米之间。火山喷发岩储集层的面孔率较低，只有 1%～5.5%。

裂缝是火山喷发岩储集层十分重要的油气储集空间和渗滤通道。属于构造成因的张开裂缝，宽度 0.5～5 毫米，但裂缝宽度与裂缝倾角大小有一定关系。高角度裂缝，即其倾角大于 65° 时，宽度可达 1～2 厘米，一般为 3～5 毫米，该类裂缝约占整个裂缝系统的 20%～63%；低角度裂缝，即其倾角小于 40° 时，宽度一般不超过 3 毫米，这种裂缝占裂缝系统的 10%～37%；其余为倾角在 40°～65° 之间的网状裂缝和斜交裂缝。所有张开裂缝都被方解石、沸石、石英矿物晶体充填，但充填程度和裂缝形成的时期有关。早期形成的裂缝几乎被完全充填，孔隙不发育，含油性不好，晚期形成的裂缝一般都未被矿物完全充填，故孔隙发育，含油好。如克拉玛依油田一区石炭系晚期形成的裂缝，经荧光薄片鉴定，发光裂缝占 80% 以上，说明大部分都含有油气；裂缝密度为 12～190 条／米，长度为 10～20 厘米（图 2-6-16）。

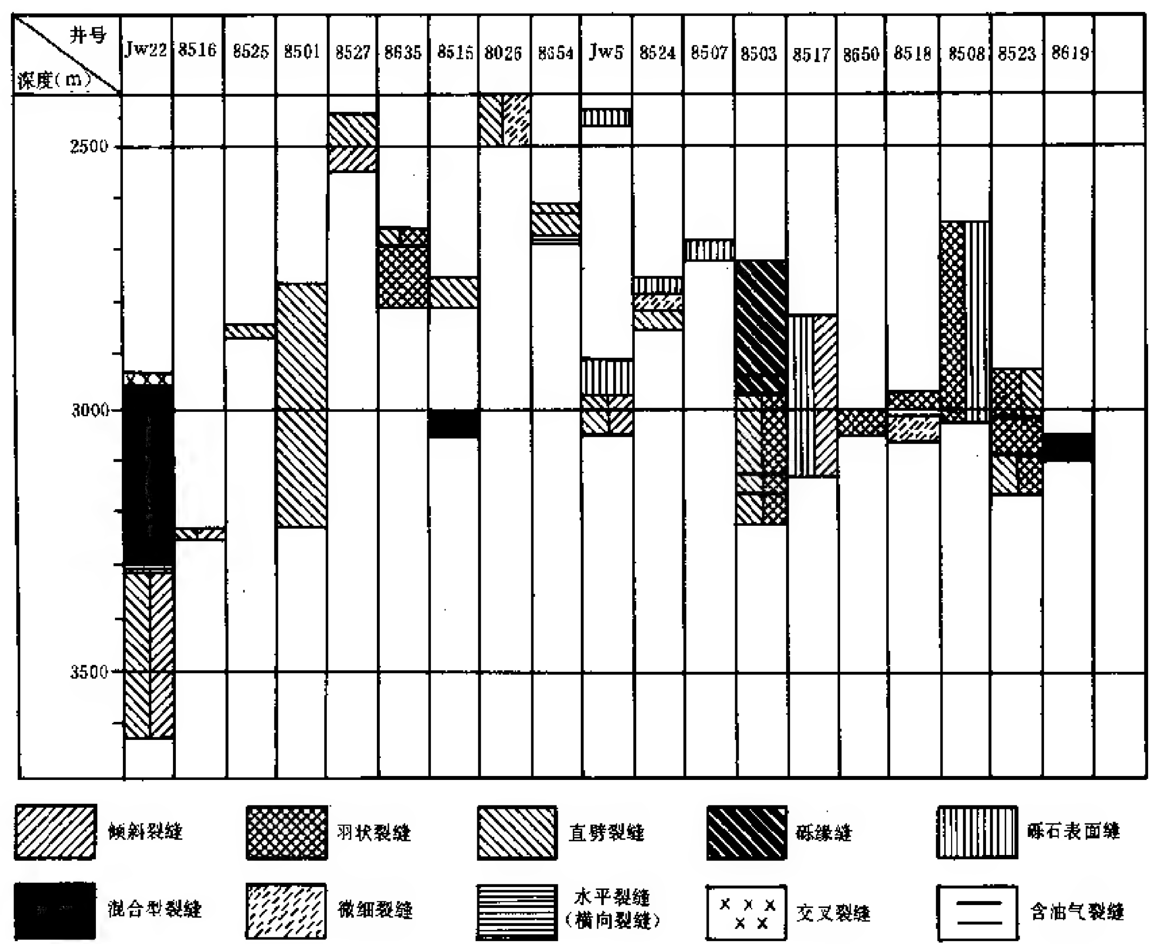


图 2-6-15　克拉玛依油田八区乌尔禾组下亚组裂缝类型及分布图

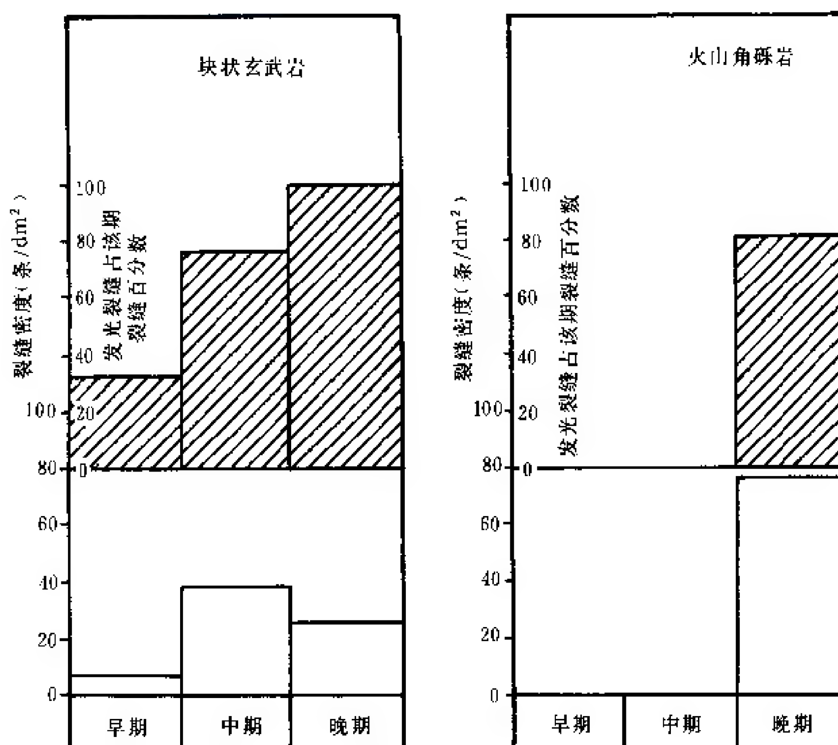


图 2-6-16　盆地西北缘火山喷发岩储集层裂缝形成时期与含油性关系图

（二）孔喉分布

火山喷发岩储集层的孔喉分布以分选差的细孔喉为主，以岩浆岩中的沸石化玄武岩、安山岩，碎裂玄武岩、火山角砾岩和角砾熔岩的孔喉分布为最好。毛管压力曲线测定的排驱压力一般小于0.1兆帕，最大只有0.82兆帕，即最大连通孔喉半径一般都大于7.5微米。饱和度中值压力变化在0.05～6兆帕之间，即具有产能的孔喉半径变化在0.125～15微米之间。最小非饱和孔隙体积小于40%，估计原始含油饱和度可达60%左右。退汞效率在40%以上，说明渗滤及产出性能较好。孔喉体积比小于1，半径大于1微米的孔喉体积占35%左右，平均孔喉半径为1.3微米，主要渗滤孔喉半径为1.88～37.5微米。该种储集层岩石裂缝普遍发育，是裂缝—孔隙双重介质的储集类型（图 2-6-17）。

致密的安山—玄武岩、辉石安山岩、石英斑岩及部分火山碎屑岩等储集层，孔隙结构较差，毛管压力曲线测定的排驱压力大部分都在0.1兆帕以上，即最大连通孔喉半径大部分小于7.5微米。饱和度中值压力大于5兆帕直到测不出，即具有产能的孔喉半径小于0.15微米。最小非饱和孔隙体积均大于40%，有很大一部分为60%～70%，反映出该类储集层的原始含油饱和度较低，束缚水饱和度较高。退汞效率一般都小于40%，说明产出能力较低。孔喉体积比较大，在2以上；半径大于1微米的连通孔喉体积只占5%～9%。平均孔喉半径小于1微米，主要渗滤孔喉半径在0.073～4.688微米之间。这种储集层只有在裂缝发育部位才具有一定的产能。

（三）裂缝带分布

火山喷发岩储集层裂缝带的分布与构造运动、断裂活动以及地下水的化学作用有关。一般在纵向上，张开缝分布在与上覆沉积岩地层不整合接触面以下，或在火山岩风化壳顶面以

下 500 米的层段内。在这个深度范围内，裂缝非常发育，且普遍未被完全充填；深度超过火山岩风化壳顶面以下 500 米时，虽然裂缝也发育，但几乎都被矿物完全充填。

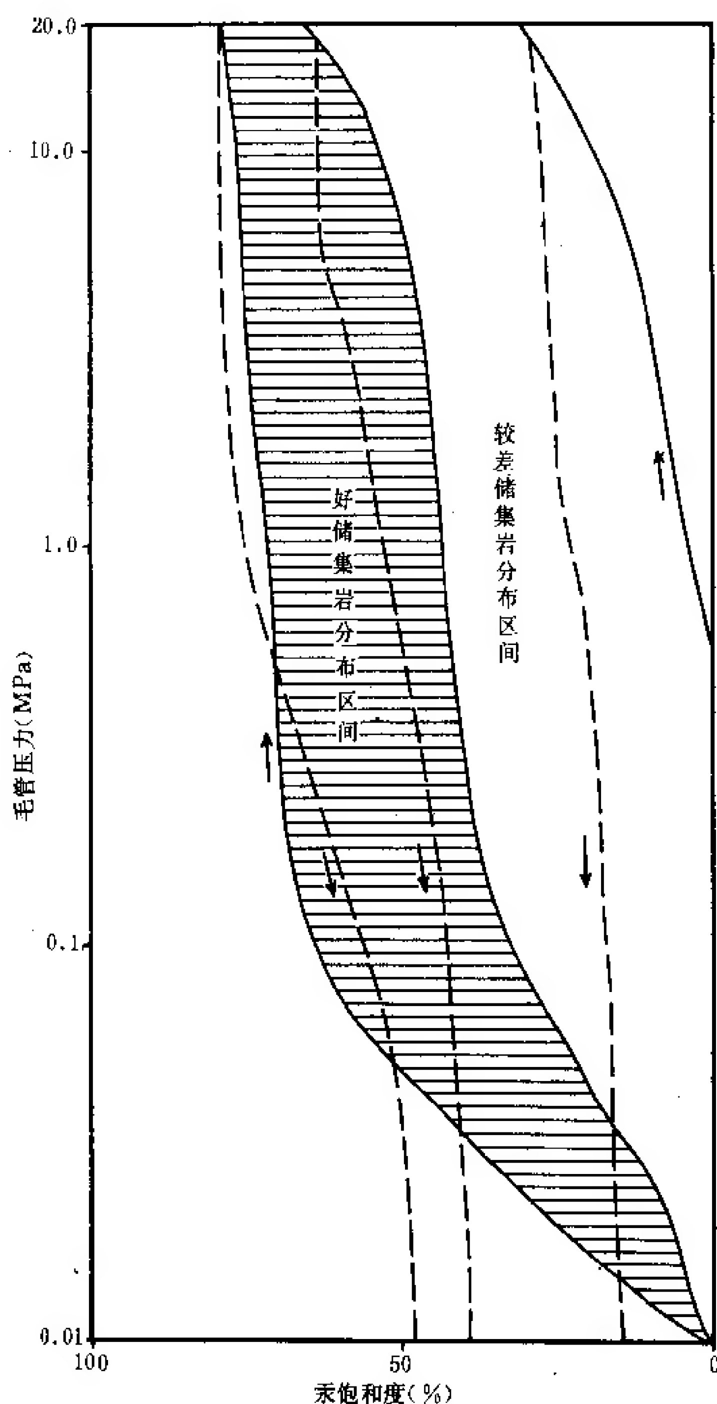


图 2-6-17　火山喷发岩储集层毛管压力曲线分布特征图

横向上，根据地面倾角测井、地应力测定及油藏开采的动态分析推断，火山喷发岩储集层裂缝带的走向，大体平行于主断裂的走向，如克拉玛依油田一区石炭系火山喷发岩的裂缝走向，基本与北黑油山断裂的走向一致。



三、砂岩储集层

（一）孔隙类型

盆地西北缘砂岩储集层的孔隙类型以原生粒间孔为主，几乎占全部孔隙的 70%～80%；而盆地东部的砂岩储集层则以次生的溶蚀孔—粒间溶孔、粒内溶孔为主要类型，它们几乎占全部孔隙的 80%以上。

原生粒间孔的直径变化为 0.02～0.12 毫米，面孔率为 1.5%～15.7%；以克拉玛依油田九区上侏罗统齐古组砂岩储集层面孔率为最高，达到 4%～15.7%，其余各砂岩储集层的面孔率一般在 7%以下。

次生的粒间溶孔，直径变化为 0.02～0.2 毫米，以 0.05～0.1 毫米为最多。粒内溶孔直径变化在 0.01～0.2 毫米之间，以 0.02～0.05 毫米为最多，如盆地东部上二叠统平地泉组砂岩储集层即是一例。

此外，在砂岩储集层中尚见有胶结物溶孔、杂基溶孔、粒内孔、晶间孔等，但数量较少，不是油气储集的主要空间。

（二）孔喉分布

砂岩储集层的孔喉分布以中—细孔喉为主，粗孔喉及大孔喉较少。主要渗滤孔喉半径分布在 0.073～44.12 微米之间，但以 0.25～37.5 微米居多。毛管压力曲线测定的排驱压力一般都小于 0.1 兆帕，大部分不超过 0.03 兆帕，即最大连通孔喉半径在 7.5 微米以上，大部分在 25 微米以上。最小非饱和孔隙体积一般为 8.3%～36.5%，仅个别为 44.2%～70.6%。说明储集层的原始含油饱和度比较高（表 2-6-29）。

表 2-6-29　砂岩储集层孔喉分布特征表

地　　区	层　　位	排驱压力(MPa)	最大连通孔喉半径(μm)	饱和度中值压力(MPa)	饱和度中值孔喉半径(μm)	最小非饱和孔隙体积(%)	主要渗滤孔喉半径区间(μm)
盆地西北缘	J_3^1	0.017～0.11	6.818～44.12	0.463～6.7	0.112～1.62	19.4～36.5	3.52～44.12
盆地东部	J_3^1	0.018	41.67	0.114	6.579	16.19	2.34～41.67
盆地西北缘	J_1^1	0.019～0.96	0.78～39.4	0.044～2.81	0.267～17.04	12.7～21.9	9.38～37.5、0.293～2.34、0.073～0.586
盆地东部	J_1^1	0.011～0.022	34.1～68.18	0.103～0.148	5.07～7.28	38～43.5	0.75～9.49、0.94～6.82
盆地东部	P_2p	0.243～1.012	0.741～3.086	0.96～24.4	0.031～0.78	15.2～70.6	0.74～4.29

从层位对比可见盆地内上侏罗统齐古组的孔隙结构为最好，毛管压力曲线具有偏粗歪度的特点，主要渗滤孔喉半径大，在 2.34～44.12 微米之间；排驱压力较低，只有 0.017～0.11 兆帕，最小非饱和孔隙体积小，一般小于 30%；其次为盆地东部上二叠统平地泉组，其孔

喉分布的分选性较好，但偏细；主要渗滤孔喉半径为 0.74～4.29 微米；排驱压力也比齐古组高一些，在 0.1～1 兆帕之间，即最大连通孔喉半径较小，在 0.75～7.5 微米之间。盆地东部北三台地区上侏罗统齐古组及下侏罗统八道湾组砂岩储集层也是比较好的，最大连通孔喉半径很大，可以达到 68.18 微米，一般为 1.4～57.7 微米；中值孔喉半径也比较大，在 0.09～0.26 微米之间；在 20.4 兆帕下最大汞饱和度为 55%～88%；大于 0.3 微米的孔喉体积占总孔隙体积的 58%～60%。

主要砂岩储集层毛管压力曲线特征见图 2-6-18。

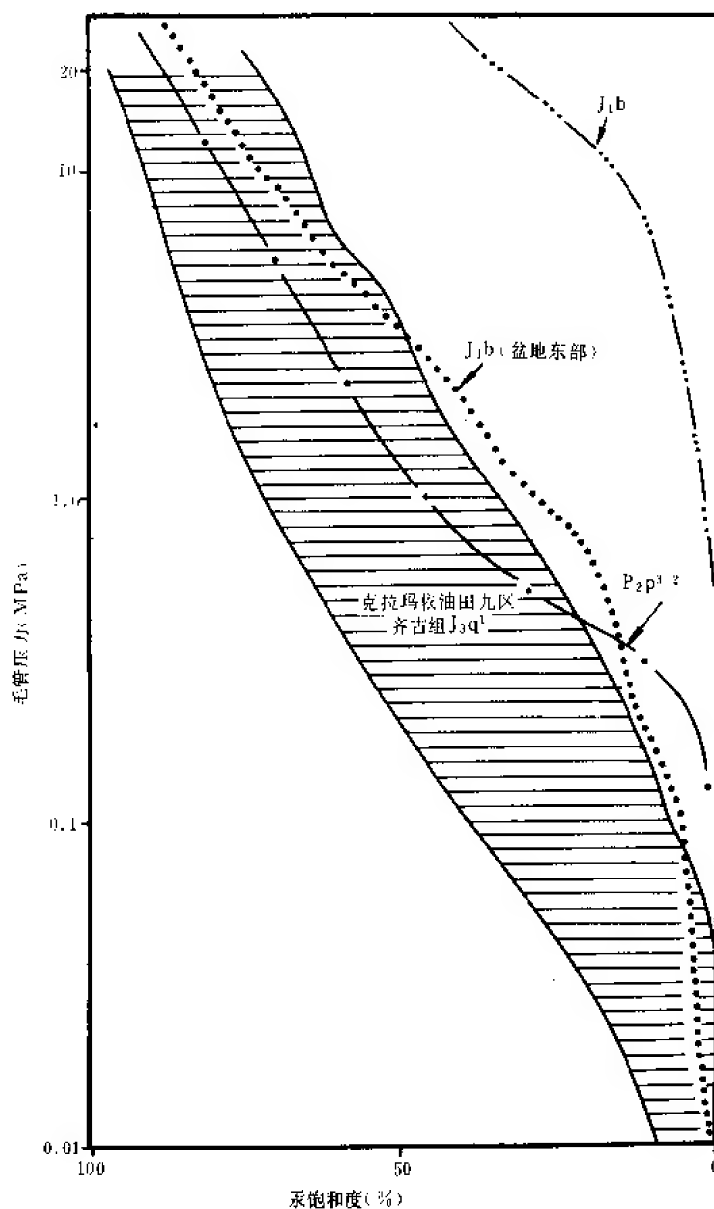


图 2-6-18　砂岩储集层典型毛管压力曲线图

四、泥质白云岩—白云质泥岩储集层

（一）孔隙类型

该种储集层以晶间孔或晶间隙为主，其次为溶蚀孔（洞）、微裂缝及裂缝。盆地西北缘风成城地区下二叠统风成城组最为典型。

晶间孔发育在白云石晶体之间，孔径为0.1～0.2毫米；溶蚀孔（洞）发育于白云石晶体内部及边缘，一般孔径为0.3～6.0毫米。曾在风7井取到0.7米长的溶洞非常发育的岩芯，共发现有溶洞157个，最大一个溶洞为7平方厘米，最小的为0.2平方厘米，面孔率达到13.4%，岩芯出筒后原油从洞内外渗。裂缝及微裂缝产状，有水平、斜交、垂直及波浪式缝合线等。以倾角40°～70°的根须状裂缝含油最好。倾角小于30°的裂缝仅部分可见油气显示。裂缝密度一般1～5条／米，部分5～10条／米，缝宽0.01～0.5毫米。整个裂缝系统的主裂缝方位为NE80°。

储集层的孔隙组合以晶间孔、溶蚀孔和裂缝、微裂缝的双重介质组合为最好，而单一孔隙介质的基质型储集层最差。

（二）孔喉分布

储集层的岩石基质具有细孔喉分布特点，毛管压力曲线反映出排驱压力高，连通喉道小，进汞饱和度低。排驱压力一般为9.2～10.9兆帕，相应的最大连通孔喉半径只有0.069～0.08微米；饱和度中值压力平均为24.2兆帕；30兆帕下的汞饱和度只有30%～50%；最小非饱和孔隙体积可达46%～60%；半径大于1微米的孔喉只占总孔喉体积的1%～18%。说明储集层属于小孔隙、低渗、低容量类型。但在裂缝及微裂缝的配合下，储渗性能可以得到较大的改善。在此条件下的毛管压力曲线反映出裂缝—孔隙型的双重介质特征，不仅排驱压力、饱和度中值压力低，最小非饱和孔隙体积小，而且主要渗滤孔喉半径也大，原油产量大大增加（图2-6-19）。

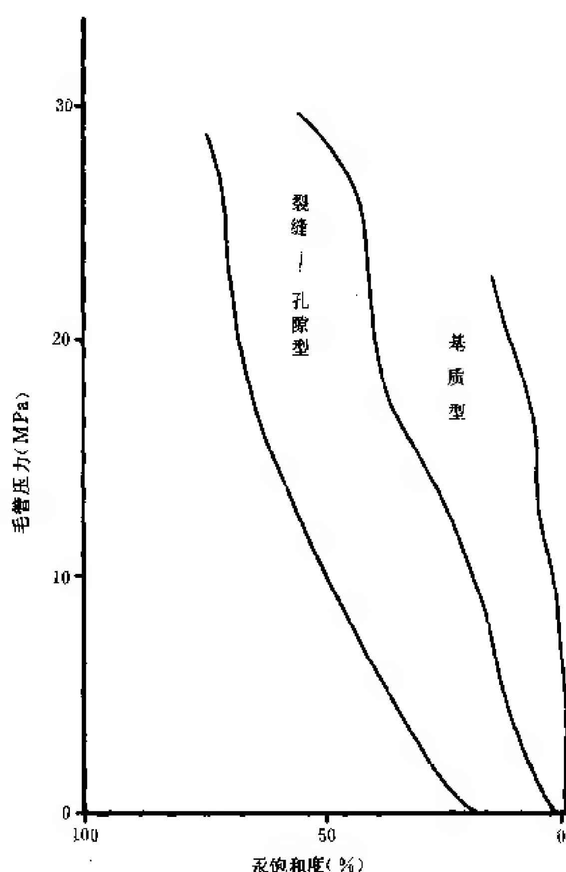


图2-6-19　风成城组毛管压力曲线图

五、变质砂泥岩及构造碎裂岩储集层

（一）孔隙类型

储集层岩石基质的孔隙类型主要为次生的晶间溶孔、充填物溶孔，孔径大小不一，大者10～20微米，最大可达50微米，小者不足1微米。一般构造碎裂岩的孔径比变质砂泥岩要大一些，但总体上仍属微孔类型。

储集层的裂缝及微裂缝比较发育，其性质与同一层段的火山喷发岩裂缝性质相同。

（二）孔喉分布

孔喉分布具细孔喉特征。分选较差。排驱压力在0.45～1.11兆帕之间，最大连通孔喉半径为0.68～1.67微米；饱和度中值压力较高，可达7.5兆帕以上，故饱和度中值孔喉半径

小于 0.1 微米；最小非饱和孔隙体积在 51.2%～58.9%之间，说明原始含油饱和度小于 50%，而束缚水饱和度较高；孔喉体积比为 2.04～2.13，孔喉半径大于 1 微米的只占总孔喉的 9.1%；主要渗滤孔喉半径变化在 0.586～2.344 微米之间。通过对比，构造碎裂岩的孔隙结构比变质砂泥岩要好（图 2–6–20）。

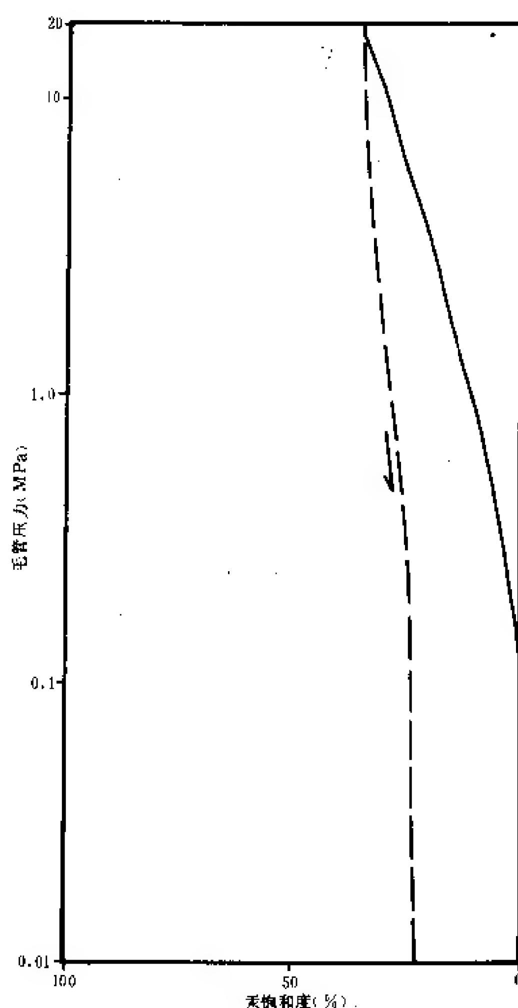


图 2–6–20　构造碎裂岩毛管压力曲线图（古 107 井）

第四节　沉积及成岩后生作用对储集层的影响

一、成岩期的沉积环境对储集层的影响

一般来说，三叠系及其以上各储集层受成岩后生变化的影响较二叠系，石炭系各储集层要小。因此，其物性的变化基本上和成岩期的沉积环境关系密切。例如，有效孔隙度、空气渗透率一般都比二叠系、石炭系大得多。特别是孔隙类型，三叠系及其以上储集层基本保留着成岩阶段的原生粒间孔隙，孔径大，面孔率高，孔喉分布趋向于偏粗歪度；而二叠系和石炭系储集层则基本以次生的溶蚀孔为主，孔径小，面孔率低，孔喉分布大多为分选差的细歪度。



进一步对三叠系以上各储集层进行比较还可发现：同样都是成岩阶段以原生粒间孔为主的储集层，不同的沉积环境造成的非均质程度也不一样。如形成于干旱气候及强氧化环境下的山麓洪积相砾岩储集层，具有宏观及微观非均质性十分严重的"复模态"结构。在不考虑后生变化的前提下，其储集层的物性比同一构造带内水动力强度相对稳定的冲积河流相砂岩要差（表2-6-30）。

表2-6-30　砾岩与砂岩物性对比表

岩性	有效孔隙度(%)	空气渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)	主要渗滤孔喉半径(μm)
砾岩	2.3～23	1.9～3500	0.037～37.5
砂岩	23.5～38	672～7000	0.073～44.12

二、成岩后生作用对储集层的影响

准噶尔盆地各类储集层受成岩后生作用的影响比较显著，特别是二叠系、石炭系储集层受的影响最大。盆地内的成岩后生作用主要有以下10种。

（一）机械压实作用

该作用对碎屑沉积储集层影响较大。储集岩在上覆岩层的压力和地层温度影响下，骨架颗粒发生变形，出现镶嵌结构，使孔隙度变小，渗透率降低。

上覆岩层压力的大小、压实作用的强弱与储集层的埋藏深度、地层温度及碎屑物的成分有关。埋藏越深，上覆岩层压力越大，温度越高，储集岩的孔隙空间缩小越多，物性变差。例如，在盆地西北缘克—乌断裂以北的克拉玛依油田一区、二区、三区、四区及六区，中三叠统克下组储集层，埋藏深度不超过1200米，有效孔隙度一般都在10%～26%之间，空气渗透率可达3000×10^{-3}二次方微米以上；七区埋藏深度为1700米，有效孔隙度6%～20%，空气渗透率在50×10^{-3}二次方微米左右；而到克—乌断裂以南的五区、八区、百口泉及乌尔禾等地区，埋藏深度达2800米，有效孔隙度降为5%～15%，空气渗透率大部分小于50×10^{-3}二次方微米，储集层明显变差。

另外，储集层中一些抗压强度差的岩石碎屑，如上二叠统乌尔禾组以凝灰岩为主的火山碎屑、变质泥岩碎屑及盆地东部上二叠统平地泉组的绿泥石化安山岩岩屑，抗压性差；在上覆岩层压力下变形，出现了镶嵌结构，使孔喉半径缩小，物性变坏。

（二）风化淋滤作用

储集层岩石长时期暴露地表，受到风化剥蚀及地表水和地下水的侵蚀、淋滤，使岩石泥化、崩裂乃至破碎，岩石颗粒间的胶结物及颗粒本身遭受溶蚀，产生一系列次生溶蚀孔隙；同时还将泥化的岩层变为致密层，阻挡油气的逸散。如盆地西北缘火山喷发岩储集层，往往在其上部存在着"风化壳"，既使油气获得储集空间，又防止了油气的逸散。还有，在储集层遭受风化剥蚀时，油藏易被氧化成稠油和沥青，轻质组分逸散，形成沥青封闭。盆地西北缘的一些重油油藏的形成以及风成城地区白垩系沥青脉的出现即是例证。

（三）压溶作用

盆地西北缘下二叠统风成城组、上二叠统乌尔禾组及盆地东部平地泉组均有此作用发

生。在此作用下，碎屑岩颗粒及胶结物能同时产生压溶缝或缝合线，构成油气通道。尤其是长石及岩屑含量高的砂岩易受压溶作用而增加溶解度，从而形成粒间溶孔，有利于油气的储集。

（四）绿泥石化作用

储集层岩石中的长石被绿泥石取代，使岩石呈半透明或不透明的绿色及褐色。当残留有微晶自形长石或个别斑晶，则易识别为火山喷发岩绿泥石化的产物；若未留下原来结构的痕迹，则类似一般的粘土岩。

绿泥石在火山岩的气孔中，常由边缘向中心自由生长，对孔隙起堵塞作用。但在后期地下水的溶蚀下，绿泥石会被带走，对孔隙又起到疏通作用；一般情况下只在长石表面产生微孔。在上二叠统乌尔禾组下亚组的火山喷发岩碎屑、泥岩碎屑及长石等表面的绿泥石化非常普遍，并析出铁质，使该组的上部形成泥质铁质胶结的“风化壳”，成为油藏的盖层。

（五）方解石化作用

成岩后在碱性介质中的碳酸钙（$CaCO_3$）交代石英、长石，形成方解石晶体，常充填于岩石的孔隙、裂缝及其他杂基中，尤其是在火山喷发岩的裂缝中常见有结晶形态较好的方解石晶体充填。后期受到地下水的溶蚀产生溶蚀孔及溶洞，提供了油气储集空间，并改善了储集层的物性。盆地东部上二叠统平地泉组的平二段和平三段顶部方解石较发育，呈连晶状分布。

（六）沸石化作用

沸石为盆地内石炭系火山喷发岩储集层及二叠系火山碎屑岩储集层普遍发育的矿物，是各类长石在高盐度水介质中分解而形成，常充填着原生孔隙，其本身还会产生大量的晶间孔，后经溶蚀产生晶间溶孔。沸石晶体越大，晶间溶孔也越大，从而使储集层的有效孔隙度也增大，改善了储集层物性。在盆地东部上二叠统平地泉组中，方沸石充填了原始孔隙，含量由上而下逐渐增高，平均为13%左右，下部含量估计高达25%以上。

（七）白云岩及铁白云岩化作用

当岩石孔隙水中镁离子和钙离子的比值很高时，镁离子可以置换碳酸钙中的钙而形成次生白云石，并充填于岩石颗粒和裂缝内。盆地内下二叠统风成城组的风二段储集层和上二叠统平地泉组平三段储集层中特别发育。

次生白云石有大量的晶间孔和晶间隙，后又经溶蚀而成晶间溶孔。但孔喉半径都较小，虽有一定的油气储集空间，物性却不算好。当上述储集层中有含铁元素时，还经历了铁白云岩化阶段，产生铁白云石，充填在粒间溶蚀孔中，但分布零散，含量不高。

（八）石英及长石次生加大作用

石英及长石晶体在遭受溶蚀的同时，产生次生加大现象。它往往发育在岩石残留的次生孔隙中，堵塞储集层的孔道，对物性起破坏作用。该现象在风成城组及平地泉组内均可见到。

（九）构造断裂作用

盆地内多套储集层，尤其是三叠系以下各时代的储集层，都经历了强度不等的构造断裂活动，使储集层的岩石出现位移、裂开，并沿断裂带产生一系列裂缝和微裂缝，改善了储集层的物性，为油气储集和渗滤提供了空间和通道。截至目前，在盆地内所发现的油气高产带几乎都与断裂、裂缝有关。

（十）其他成岩后自生矿物析出对储集层的影响

除上述各成岩后生作用中相应析出的自生矿物对储集层的影响外，还有一些在油气运移后期析出的自生矿物如石膏、硬石膏、重晶石、黄铁矿等，其颗粒往往充填着岩石的孔隙，对通道起堵塞作用，使储集层物性变差。

第五节　有利储集层分布

一、盆地西北缘

盆地西北缘的克拉玛依大逆掩断裂带是最有利的油气储集层分布区。它西起车排子，经红山嘴、克拉玛依、白碱滩、百口泉、乌尔禾（风成城）、夏子街，直到红旗坝等地，全长300多千米，面积达15644平方千米，由3个断裂带组成，从西到北为红—车断裂带、克—乌断裂带及乌—夏断裂带。

在已发现的具有探明地质储量的18个油气储集层中，有11个分布于该地区。已发现的7个油田（车排子油田、红山嘴油田、克拉玛依油田、百口泉油田、乌尔禾油田、风成城油田及夏子街油田）都沿上述各主断裂带两侧分布。11个油气储集层的探明储量占全盆地总探明储量的89.9%（截至1989年底）。

横向上，主断裂以北靠古生界界山附近是侏罗系及其以上各储集层的重质油分布区，主断裂附近及其以南是石炭系—侏罗系各轻质油储集层的分布区。

纵向上，重质油储集层居上部，轻质油储集层靠下部。并在主断裂附近形成多套油气层组合，几乎主断裂断到哪层，油气就分布到哪层。在主断裂附近的储集层厚度大，物性好；离开主断裂，储集层数量变少，物性变差。

整个克拉玛依大逆掩断裂带以其中段即克—乌断裂带最为有利。该带油气储集层最发育，11个储集层在这里分布齐全。已探明的地质储量占盆地西北缘总探明储量的84.5%（截至1989年底）。该带是以石炭系—侏罗系轻质油为主的储集层分布区。特别是位于该带的克拉玛依油田七区具有断裂多、储集层多、厚度大、物性好、高产井多等优势，可谓准噶尔盆地油气富集的“黄金地带”。

乌—夏断裂带油气储集层有下二叠统风成城组、下三叠统百口泉组、中三叠统克下组、中三叠统克上组、下三叠统白碱滩组、下侏罗统八道湾组、上侏罗统齐古组及下白垩统吐谷鲁组等8套。已探明的地质储量占盆地西北缘总探明地质储量的8.3%（截至1989年底）。但该带是以侏罗系、白垩系重质油储集层为主的分布区，蕴藏丰富的重质油资源有待探明。

红—车断裂带有石炭系、中三叠统克下组、中三叠统克上组、下侏罗统八道湾组、上侏罗统齐古组等5个储集层。已探明的油气地质储量占盆地西北缘总探明地质储量的7.2%（截至1989年底）。该带由于断层多、岩性变化大，储集层分布多呈小断块状。但该带西北部的红浅1井区相对较有利，该井区以中三叠统克上组、下侏罗统八道湾组及上侏罗统齐古组多套重质油储集层组合为特征。

二、盆地东部

整个盆地东部按储集层分布的特点可划为两个地区，即北部的沙丘河—帐篷沟地区和南部的北三台—三台地区。

（一）沙丘河—帐篷沟地区

该地区是上二叠统平地泉组储集层分布的最有利地区。已发现以平地泉组为主要目的层的油田有火烧山油田及火南油田。探明的油气地质储量占盆地东部总探明地质储量的

74.8%（截至1989年底）。另外，在火烧山背斜的西翼（火西1井所在位置）的平地泉组属于水下河道沉积，有希望发现岩性油藏。在沙丘河—帐篷沟地区北部和西北部，分布着平地泉组较小的扇三角洲砂体，也是储集层的有利分布区。在沙东断块、火东地区及屏风山断块是平地泉组水下冲积扇中端亚相的席状砂体和指状砂体分布的有利地区。在沙南背斜北翼，沙西南断块，是平地泉组水下扇远端亚相的薄层指状砂体及透镜状砂体的储集层分布区。

（二）北三台—三台地区

该地区是盆地东部油气储集层数量最多、最富集的地区，从二叠系到上侏罗统各种储集层均有分布。截至1989年底，已在北三台油田的上二叠统梧桐沟组、平地泉组、下三叠统韭菜园子组以及三台油田的中侏罗统头屯河组、上侏罗统齐古组等储集层内获得了一定的探明地质储量，其数量占盆地东部总探明地质储量的25.2%。该地区的石炭系曾在北32井、北5井获得小产量油气流，值得进一步做工作。下三叠统烧房沟组储集层沉积稳定，分布广泛，物性好，主要分布于北三台凸起南翼、阜康断裂带至三台凸起一带以及西地断裂、西泉鼻隆、老庄湾断裂附近的局部构造内，是有利油气的分布区。中—上三叠统小泉沟群1989年在台3井断块的台21井获得工业油流，预示台3井断块在侏罗系重质油藏以下寻找深部轻质油藏是可能的。

侏罗系储集层主要分布在北三台凸起斜坡带上，井井见油，且在部分井中已获得了工业油流和探明地质储量。该地区的侏罗系储集层也具有多套组合的特点。其中，阜康断裂带是侏罗系油气最富集区，储集层的物源、油源供给条件好，形成大片连通性好的砂体，而且断层和裂缝发育，给油气提供了较好的储渗场所与通道。

在侏罗系各储集层中，又以齐古组为最好，头屯河组次之，三工河组较差。

三、盆地南缘

该地区是以寻找中、新生代油气储集层为主要目标。在30年代发现了以上第三系为目的层的独山子油田，50年代又发现以侏罗系为目的层的齐古油田。两个油田的探明地质储量占全盆地总探明储量的1.8%（截至1989年底）。根据近几年来的资料分析，南缘的山前坳陷中的背斜带和山前推举带是油气的主要富集带；三叠系下统及中统、侏罗系煤系夹层砂岩及上第三系沙湾组均为油气储集层，但对三叠系储集层研究还很少。侏罗系储集层在推举带西端以冲积相为主，岩性较粗，多为岩屑砂岩和砂砾岩；巴音沟以东地区为三角洲相和浅湖相，砂岩成熟度高，齐古油田即属于此层系。沙湾组在山前坳陷的背斜带广泛发育河流相沉积，横向岩性变化较大，独山子油田即发现于此层系；但在沙湾—昌吉一带已变为湖相沉积，岩性变细，物性变差。

从目前油气分布看，山前坳陷中背斜带的主要油气储集层是上第三系沙湾组，推举带的主要储集层是侏罗系内部砂层。

第七章　水文地质

第一节　区域水文地质概况

一、地形与气候

（一）地形

准噶尔盆地是山脉围绕的三角形盆地。南面为天山山脉，乌鲁木齐以东为博格达山（5445米——最高峰海拔，下同）；乌鲁木齐以西，独山子以东的一段为伊林黑比尔根山；在独山子以西段为博罗霍洛山（5500米）。东面为北塔山（3479米），由北塔山向西延伸的为克拉美利山（1440米）；向北延伸的为青格里底山（1250米）。东北面为阿尔泰山脉（4374米）。西北面为西部山区，习称准噶尔界山山脉，其中由南向北依次为扎依尔山脉（2923米）、谢米斯台山脉（2530米）、萨乌尔山脉（3085米）。西部山区的东南前缘，为中低山岭，由南向北依次为哈拉阿拉特山（625米）、西克利山（1250米）、阿尔加提山（1600米）、德仑山（1160米）、沙尔布尔特山（1450米）。

准噶尔盆地内的地势，总的趋势为由东向西逐渐降低。东部黄草湖沙丘地区，地面海拔为700米；盆地中部沙漠地区为500米；西北部玛纳斯湖、艾里克湖地区为250米；西南端的艾比湖地区，地势最低，为190米。

（二）气候

准噶尔盆地深处欧亚大陆内部，远离海洋，为典型的大陆性气候，昼夜温差大，蒸发量超过降水量数倍以上，气候干燥。盆地内部各地降水量不均，有垂直分带现象，即地势越高，气候越湿润，降水量较多，蒸发量相对较少；地势越低，气候越干燥，降水量越少，蒸发量相对越多。戈壁沙漠平原区（海拔200～700米）的年降水量小于150～350毫米，年蒸发量2000～2300毫米以上，低山丘陵区（海拔500～1500米）的年降水量350～450毫米；中高山区（海拔1500～3000米）的年降水量450～600毫米，年蒸发量1300毫米左右；高山区（海拔3000米以上）的年降水量可达700毫米以上。所以盆地四周山地的高度不同，对地表水和地下水的发育与分布有决定性的影响。

二、河流

（一）阿尔泰山脉地区

地势高，雪线海拔3000～3200米，终年积雪的山区是常年性河流的补给区；河流发育，流量大。额尔齐斯河（108.0亿立方米——多年平均径流量，下同）由发源于阿尔泰山中的10多条支流由北向南流出山口后汇合而成，其中最大的3条支流为布尔津河（43.79亿立方米）、哈巴河（21.87亿立方米）、喀拉额尔齐斯河（17.88亿立方米）。位于额尔齐斯河以南的乌伦古河（10.53亿立方米），也发源于阿尔泰山。这两条河流出山口后，受盆地地势东高西低的影响，流向由东南转向西北。额尔齐斯河向西流出国境，注入哈萨克斯坦的斋桑湖（海拔386米），乌伦古河流入乌伦古湖，又称布伦托海（海拔468米）。

（二）博罗霍洛山和伊林黑比尔根山脉地区

地势更高，雪线海拔3600～4400米，终年积雪的山区和冰川很多，形成的河流数量也

多。年径流量大于2亿立方米的河流自西而东有精河、四颗树河、奎屯河、八音沟河（安集海河）、金钩河（霍尔果斯河）、玛纳斯河、塔西河、呼图壁河、三屯河、头屯河、乌鲁木齐河。其中以玛纳斯河为最大（12.8亿立方米），奎屯河次之（6.29亿立方米）。这些河流由南向北流出山口后，受地势影响，流向逐渐转向西北。在流动过程中，逐渐渗入地下，消失于农田或戈壁平原中。

（三）博格达山脉地区

地势较高，终年积雪区和冰川面积均不如西天山，故形成的河流较小，较大的河流有开垦河（1.58亿立方米）、中葛根河（0.82亿立方米）、西大龙口河（0.79亿立方米）等，这些河流出山口后流程不长即渗入地下或进入灌区，消失于农田中。

（四）西部山区

地势不高，终年积雪少，形成的河流少，流量小，稍大的仅有白杨河（1.09亿立方米）、和布克河（0.44亿立方米）、克拉苏河（0.36亿立方米）。

（五）克拉美利山和青格里底山区

地势更低，没有常年性河流。

三、潜水

（一）潜水的补给来源

由于盆地内的年降水量远远小于年蒸发量，所以由雨水直接渗入地下形成的潜水数量有限。潜水的主要补给来源是河流水的下渗。此外由于昼夜温差大，山区形成的凝结水也是潜水的补给来源之一。潜水的形成和分布受河流或山势的控制（图2–7–1）。

（二）潜水的水质

在靠近河流补给区，地下径流条件较好的第四系砂砾石层中的潜水，水质好，矿化度0.3～1克／升；远离补给区的潜水，由于在径流过程中溶解了岩层中的盐分，或径流条件变差，盐分聚积，潜水矿化度逐渐增高到3～10克／升以上。埋藏较浅的潜水，由于受地表强烈蒸发的影响发生浓缩作用，矿化度可急升至50克／升以上。

四、承压自流水

（一）承压自流水的形成和分布

准噶尔盆地四周高，中间低。第三系及第三系以下各时代沉积岩层，基本上构成了一个大向斜。这个大型向斜盆地，从水文地质观点看，就是一个大型的承压自流水盆地。由于四周山区地势高，有河流水和凝结水的渗入补给，所以盆地内各时代沉积岩层中均有层间承压水存在。已在第四系（砂砾岩和泥岩的互层中）、第三系、白垩系、侏罗系、三叠系、石炭系的钻孔中都发现了承压水，大多数能以自喷或自溢的方式流出地面。

受阿尔泰山脉补给的盆地北部承压自流水，可向南延伸到乌伦古河南岸地区；受天山山脉补给的盆地南部承压自流水，分布很广泛，向北延伸到克拉玛依地区、盆地中央地区、克拉美利山前地区；受西部山区补给的承压自流水数量少，范围小，仅局限于盆地西北缘地区。如位于克拉玛依与乌尔禾之间的百口泉地区第三系小型自流水盆地，是受西部山区的白杨河、克拉苏河、达尔布图河的下渗补给的，自流水分布面积仅500平方千米。

（二）承压自流水的水质

1.矿化度

在各时代地层中，自新至老，承压自流水的矿化度由小变大，即水质由好变差。

埋藏深度小于300～500米的上第三系上新统独山子组砂砾岩层中的承压水，水质最



图 2-7-1 准噶尔盆地地下（潜水）径流特征图

（据中国科学院新疆综合考察队水文地质组资料，国界依据 1989 年出版的中华人民共和国地图）

1—盆地潜水的补给区；2—潜水径流区；3—潜水径流排泄区；4—潜水强烈蒸发消耗的地段——水分及盐分积聚中心；5—潜水溢出带；6—流量较大的卡拉苏（泉流）；7—平原中较大河流两岸冲积层潜水的淡化带；8—潜水流向；9—无潜水分布或潜水资源贫乏的地区；10—冰川永久积雪区；11—沙漠；12—主峰的标高（米）；13—河流；14—水源丰富的山区（径流深度大于 200 毫米）；15—水源较丰富的山区（径流深度 50～200 毫米）；16—水源稀少的山区（径流深度小于 50 毫米）；17—水源贫乏的山区（径流深度趋于 0）；18—山前低山丘陵——隔断前山带地下径流与山前平原地下水联系的隔水堤；19—山前洼地——天然的地下水库起调节地表径流的作用

好，大多数矿化度小于1克／升，不论是天山山前地区（乌鲁木齐至米泉）、克拉美利山北麓山前地区，西北缘百口泉地区均是如此。这也是新疆地区重要的生活饮用水源。当补给区与排泄区高差大，含水层岩性好，则独山子组的低矿化度承压水的分布深度可达1000～1500米左右。如乌苏县城北30千米的卡因迪克地区，有两口探井在1300米处的独山子组溢出大量的淡水。

上第三系中新统和下第三系的承压水水质较差。乌伦古河地区的下第三系承压自流水，矿化度为2～3克／升；独山子背斜的中新统和下第三系承压水矿化度较高，属于油田水。

白垩系上部含水层在个别地区，如西北缘百口泉地区，矿化度不大，水质略好。以下层位即白垩系中下部、侏罗系、三叠系、二叠系和石炭系的承压自流水的矿化度较高，不能作生活饮用水源，矿化度一般自上而下加大，但矿化度与含水层埋藏深度不成正比或线性关系。以苏林分类的四种水型的垂直分布，与含水层埋藏深度也没有线性关系。矿化度和水型的变化主要受古水文地质封闭条件和含水层岩性所决定。盆地内以风成城地区石炭—二叠系的承压自流水矿化度最高，为150克／升，水型为$NaHCO_3$型。

2.微量成分

上第三系中新统以下各层系的承压自流水中，或多或少含有碘（I^-）、硼（HBO_3^-）、铵（NH_4^+）、环烷酸等微量成分；溴（Br^-）的含量极少或缺乏，钾（K^+）的含量不高，均反映了陆相地层油田水的特征。盆地内白垩系和侏罗系的承压自流水中，常具有显著的硫化氢臭味，亦称“硫化氢水”。准噶尔盆地上第三系中新统、下第三系、白垩系、侏罗系、三叠系、二叠系和石炭系中均发现工业油流或稠油藏、沥青、油气显示，与承压自流水化学成分反映的油田水特征是完全一致的。

第二节　水文地质分区和分带

一、水文地质分区

水文地质分区原则有两种，一种是依据潜水特征分区，另一种是依据承压水特征分区。

（一）以潜水特征为主的水文地质分区

分区主要依据与潜水有密切关系的第四系和地貌特征。如1959年3月新疆石油管理局科学研究所杨继璋、张振祥的潜水水文地质分区❶（图2-7-2）。图中共分6区。

（二）以承压水特征为主的水文地质分区

1.以深层自流水特征为主的水文地质分区

分区主要依据是控制深层自流水的地层、岩性、构造、断层等地质特征。这些地质特征也是构造分区的主要条件。所以承压自流水分区往往与构造分区是一致的。1960年杨继璋对准噶尔自流盆地划分了水文地质分区❷（图2-7-3），共分3大区、6亚区。

2.以深层承压水特别是油田水的含水层时代组合特征分区

可以将准噶尔盆地分为4区：

1）南缘西部第三系承压自流水区，如独山子、卡因迪克等油田水；

2）南缘东部和盆地腹部中、新生界承压自流水区，如齐古油田水；

❶杨继璋，张振祥，1959，准噶尔盆地水文地质研究报告。

❷杨继璋，1960，准噶尔盆地水文地质及水化学研究报告。



3）西北缘上古生界、中生界承压自流水区，如车排子、红山嘴、克拉玛依、百口泉、乌尔禾、风成城、夏子街等油田水；

4）盆地东部第三系至上古生界承压自流水区，如火烧山、北三台等油田水。

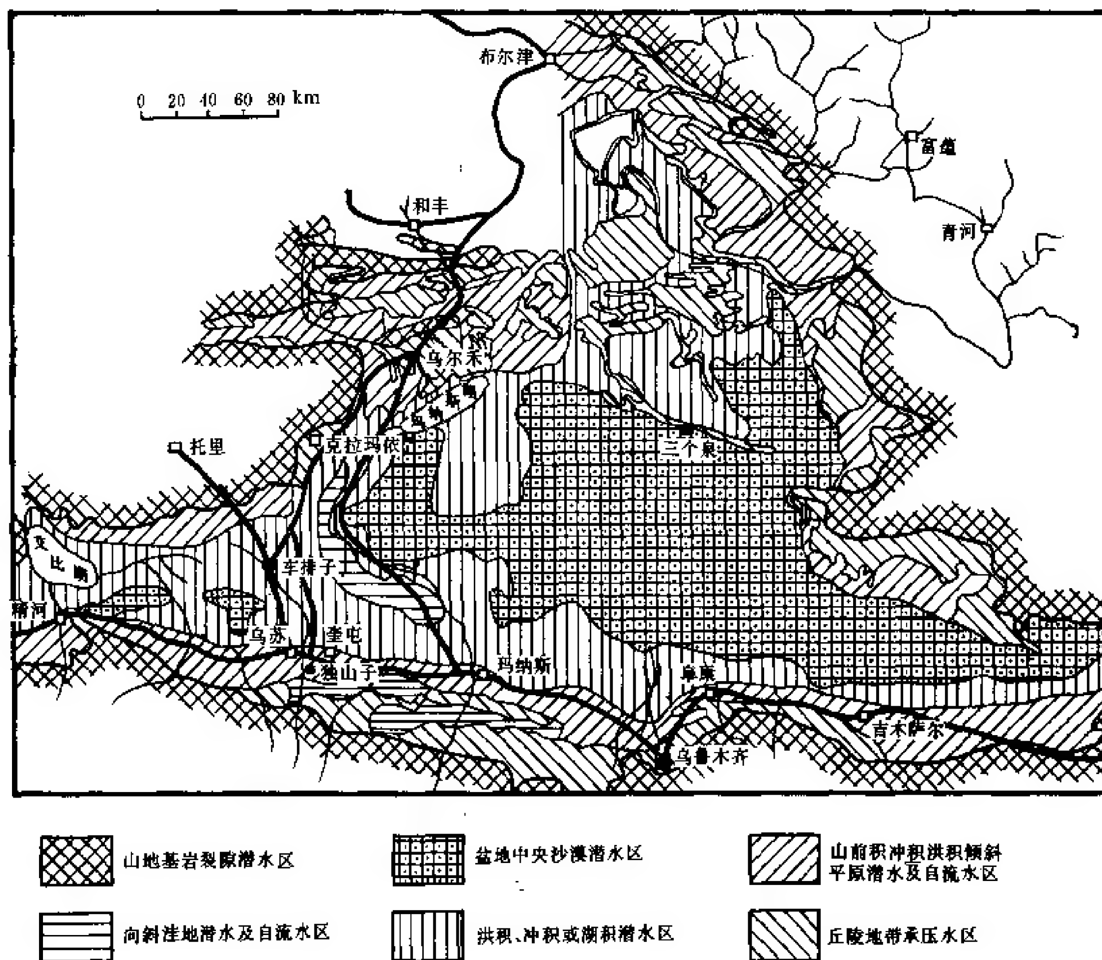


图 2-7-2 准噶尔盆地水文地质分区略图

二、水文地质分带

（一）三个水文地质带

水文地质分带，无论是水平分带，或是垂直分带，一般是从地下水补给区开始向地下水排泄区，或自地表向地下深处划分为三个带：①地下水交替积极带；②地下水交替迟缓带；③地下水交替停滞带。

对于气候比较潮湿、降水量比较丰富的地区，上述三个带的划分在平面上和剖面上都比较有规律。从补给区或地表起，地下水矿化度的逐渐变大，水型的转变也是比较有规律的。但是准噶尔盆地是干旱气候地区，降水量很少，蒸发量远远大于降水量。只有在受高山冰雪融化补给的常年性河流发育地区，地下水由河水渗入补给，自河流中心向两岸外侧，自地表向地下深处，才可能划分出地下水交替积极带、迟缓带和停滞带。而在盆地内绝大部分地区，由于河流不发育，在水文地质分带上，往往不存在矿化度小于 1 克／升的地下水交替积极带，而且水交替迟缓带和水交替停滞带，在水平方向和垂直方向上发生交错或混乱现象，

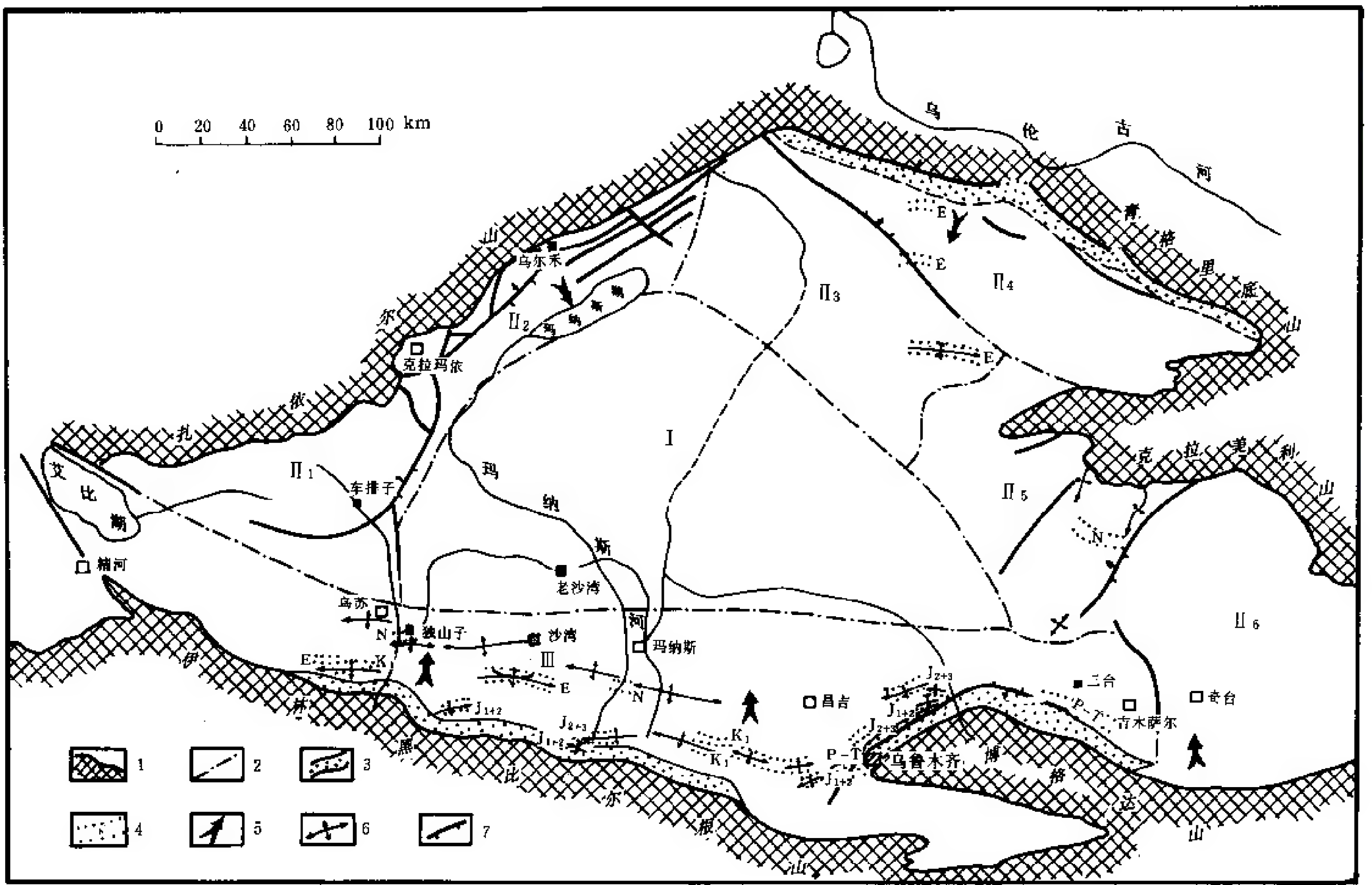


图 2-7-3 准噶尔盆地区域水文地质图

Ⅰ—中央古台块水文地质区；Ⅱ—活化地台水文地质区；$Ⅱ_1$—车排子高地亚区；$Ⅱ_2$—克拉玛依—夏子街断阶亚区；$Ⅱ_3$—依希布拉克隆起亚区；$Ⅱ_4$—乌伦古河断陷亚区；$Ⅱ_5$—克拉美利隆起亚区；$Ⅱ_6$—奇台高地亚区；Ⅲ—天山山前坳陷水文地质区；1—自流盆地边界；2—水文地质分区界线；3—供水区；4—不同时代排水区；5—地下水流向；6—背斜轴线；7—断裂线

以致地下水化学变化十分复杂。

(二) 上第三系上新统苍棕色层 (N_2^1) 地下水分带

在有良好的地表水流补给条件下，苍棕色层地下水承压自流，矿化度很低，为0.3～0.5克／升，表现为水交替积极带的特征。如西北缘的白口泉地区、东部的奇台至吉木萨尔地区、乌鲁木齐北部至米泉地区。而位于苍棕色层低矿化度承压水上部的第四系地下水，矿化度变化很大，从小于1克／升至大于50克／升都有；有的为水交替积极带，有的为水交替迟缓带，有的因处于蒸发浓缩条件下，变为水交替停滞带了。在补给条件不好或径流条件差的地区，苍棕色层地下水矿化度升高，出现水交替迟缓带或水交替停滞带的特征。如独山子背斜顶部苍棕色层地下水，矿化度高达20～30克／升以上，$CaCl_2$型，为水交替停滞带的特征。而在该层下伏的中新统 (N_1) 中，地下水矿化度多为8～15克／升，Na_2SO_4型和$NaHCO_3$型；为水交替迟缓带的特征。不仅如此，在该背斜的东西两端的垂直水化学变化也有明显的差异。东端变化复杂，是由于断裂和泥火山发育造成上下串通所致；而西端断裂少，变化不大。

综上所述，可知准噶尔盆地不仅不存在全盆地一致的具有"同一顺序"或"正常顺序"的垂直水文地质分带，而且在盆地内各个局部地区或二级构造带内，也难以存在一致性的水文地质分带或水化学分带。甚至在一个三级构造的不同部位或地区，水文地质分带或水化学分带也往往不是一致的。这种水文地质分带上的复杂性、地下水化学成分变化的复杂性，是本地区油田水文地质的一个显著特点。

第三节　各区油田水化学特征

一、盆地南缘油田水

(一) 独山子油田水

独山子油田发现和开发最早，但对油田水研究却很少，仅有成果2份。由于独山子油田泥火山、断裂发育，水化学变化十分复杂。

1.水化学垂直变化

据新疆石油管理局陆希曾研究● 独山子油田水化学垂直变化情况（表2-7-1）。

从该表可见：

1) 在独山子组 (N_2d) 至安集海河组 ($E_{2-3}a$) 的垂直剖面中，上下两端的地层水矿化度大于30～40克／升，中间的矿化度相对较小，为6～25克／升，其中以8～15克／升为最多。

2) 垂直剖面的上下两端为$CaCl_2$型水，中间的以Na_2SO_4型为主，$NaHCO_3$型水次之，局部夹有矿化度较低的$CaCl_2$型水和$MgCl_2$型水。

3) 油田中部的中新统沙湾组 (N_1s) 和塔西河组 (N_1t) 是独山子油田工业油流集中之处，水型以$NaHCO_3$型水最多。西部和东部地区含油情况较差，水型主要为Na_2SO_4型。中部地区的$NaHCO_3$型水，由原Na_2SO_4型水与油气发生脱硫酸作用而成。$NaHCO_3$型水与Na_2SO_4型水的矿化度相差不大。

2.水化学水平变化

●陆希曾，1959，独山子油田水报告。



表 2-7-1　独山子油田水化学变化表

分区							西部			中部			东部		
							230 井—14 井连线以西			230 井—14 井连线以东，87 井—306 井连线以西			87 井—306 井连线以东		
层位					油层		水型	矿化度（g/L）范围	矿化度（g/L）平均	水型	矿化度（g/L）范围	矿化度（g/L）平均	水型	矿化度（g/L）范围	矿化度（g/L）平均
第三系	上新统	独山子组	N_2d	苍棕色岩系	c		$CaCl_2$	37.2	37.2						
				上杂色岩系	b										
				上褐色岩系	a		$CaCl_2$	19.5～21.1	20.3						
	中新统	塔西河组	N_1t	上绿色岩系			Na_2SO_4	10.6～15.9	13.3						
				杂色岩系	A		Na_2SO_4（主）	7.1～14.4	10.7	$NaHCO_3$(主)Na_2SO_4(次)	8.7～12.4	10.4			
				二绿色岩系	Б		Na_2SO_4（主）	10.2～14.2	11.4	$NaHCO_3$（主）	6.8～14.3	10.6	Na_2SO_4（主）		11.4
		沙湾组	N_1s	下褐色岩系	B	B_1	Na_2SO_4（主）	9.0～14.3	11.6	$NaHCO_3$（主）	5.7～16.7	10.6	Na_2SO_4（主）	12.1～14.1	13.1
							$NaHCO_3$（次）			$CaCl_2$（次）		9.1	$NaHCO_3$（次）		
						B_2^1				$NaHCO_3$（主）	7.4～15.4	11.4	Na_2SO_4	17～22.9	17.7
						B_2^2	Na_2SO_4	12.0～22.3	15.5	$NaHCO_3$(主)Na_2SO_4(次)	8.0～15.2	11.0	Na_2SO_4	13.5～25.1	17.6
						B_3	Na_2SO_4（主）	11.2～22.3	15.0	$NaHCO_3$（主）	9.0～15.4	11.2	Na_2SO_4（主）	14.5～22.2	
										Na_2SO_4，$MgCl_2$（次）			$CaCl_2$（次）	23.8	



续表 2-7-1

分区							西部			中部			东部		
							230 井—14 井连线以西			230 井—14 井连线以东，87 井—306 井连线以西			87 井—306 井连线以东		
层位					油层		水型	矿化度（g／L）		水型	矿化度（g／L）		水型	矿化度（g／L）	
								范围	平均		范围	平均		范围	平均
第三系	中新统	沙湾组	N_1s	下褐色岩系	B	B_4^1	Na_2SO_4	12.2～22.6	16.8	Na_2SO_4 $NaHCO_3$	8.0～14.3		Na_2SO_4 $CaCl_2$	 15.1	17.3
						B_4^2	Na_2SO_4	14.2～23.5	18.2	Na_2SO_4（主） $NaHCO_3$，$CaCl_2$，$MgCl_2$（次）	8.0～14.4	12.4	Na_2SO_4	23.7	23.7
						B_5	Na_2SO_4（土）		19.0	Na_2SO_4，$NaHCO_3$		13.5	Na_2SO_4		20
						B_6	$CaCl_2$，Na_2SO_4		31.1	$NaHCO_3$（主） Na_2SO_4（次）	12.5～15.8	15.7			
	渐新统	安集海河组	E_3a	下绿色岩系			$CaCl_2$	41.5	41.5	$NaHCO_3$，Na_2SO_4	12.5～17.9				

由陆希曾所做独山子油田中新统产油层Б层、B_1层、B_2^1层、B_2^2层、B_3层、B_4^1层、B_4^2层水化学平面图（图2-7-4、图2-7-5）可见：

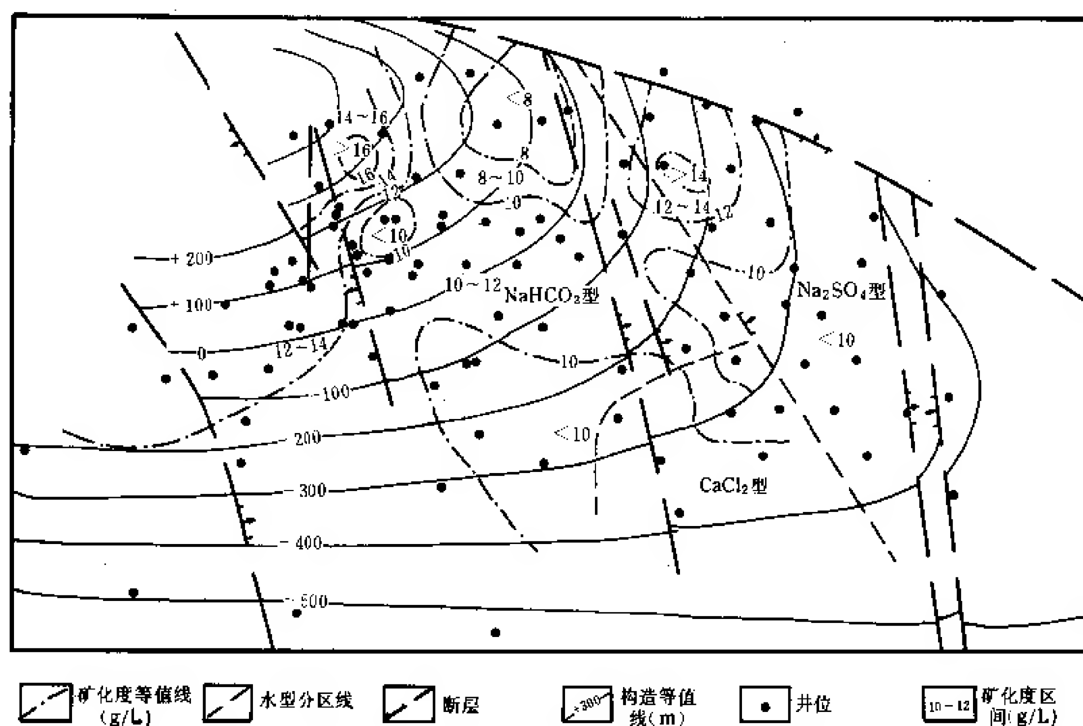


图2-7-4　独山子油田第三系沙湾组（N_1s）B_1油层水化学图

1）在独山子背斜中部的34井、38井、46井、86井处各小层均出现一个低矿化度水分布区，矿化度小于8克／升；向外围矿化度逐渐加大。这是由于该地区有泥火山和断裂的连通作用，使来自某一深处的高压低矿化度水，通过泥火山和断裂进入上部各层中所造成的。

2）在构造南部的各小层中，地下水矿化度由南向北升高，显示清楚（但N_1^2—Б层却不太明显）。说明独山子油田地下水的补给来源在南方，地下水流基本上由南向北。

3）各小层的地下水矿化度等值线扭曲而不规则，这是由于内部断裂连通造成地下水混合作用所致；以致水化学水平变化十分复杂，尤其是中部地区。

3.水动力系统

独山子油田自1937年第1口井出油以后，地层压力资料缺乏，极不完整，根据50年代的一些资料所得的一些看法如下：

1）独山子油田第三系地层压力与南缘天山补给区有密切关系。1959年陆希曾指出："靠近天山的第三系露头出露在海拔1800米左右，将独山子油田油层压力折算到海平面上，相差还是不大的"，"由于地层的渗透性差，油田的开采速度快，水头供应远远赶不上开采的速度。因此，边水驱动的作用就不能显示出来"。

2）从折算地下水位看，南边的井比北边的高，说明油层压力来自南边补给区。

3）垂直方向上地层压力的变化很复杂，压力系数为0.667～1.985，大多在1.2～1.6之间，垂向上不成线性关系，有的上大下小，如170井B_1层为1.738，B_2^2层为1.461，B_6层为1.286；有的中间出现反常，和水化学变化的复杂性是一致的。



4）独山子油田地层压力最高的是 215 井的下第三系（E_3），井段 1397～1402 米的静止地层压力为 27.0 兆帕，压力系数为 1.93，折算地下水位海拔为 2176.33 米，比该油田上第三系要高出 350 多米。该层地下水矿化度 17.86 克／升，Na_2SO_4 型，rNa／rCl 为 1.0037，rSO_4／rCl 为 0.0063，具有地下水混合作用和脱硫酸作用的特征。深部是高压的 $CaCl_2$ 型水，对指导在深层找寻油气藏是有意义的。

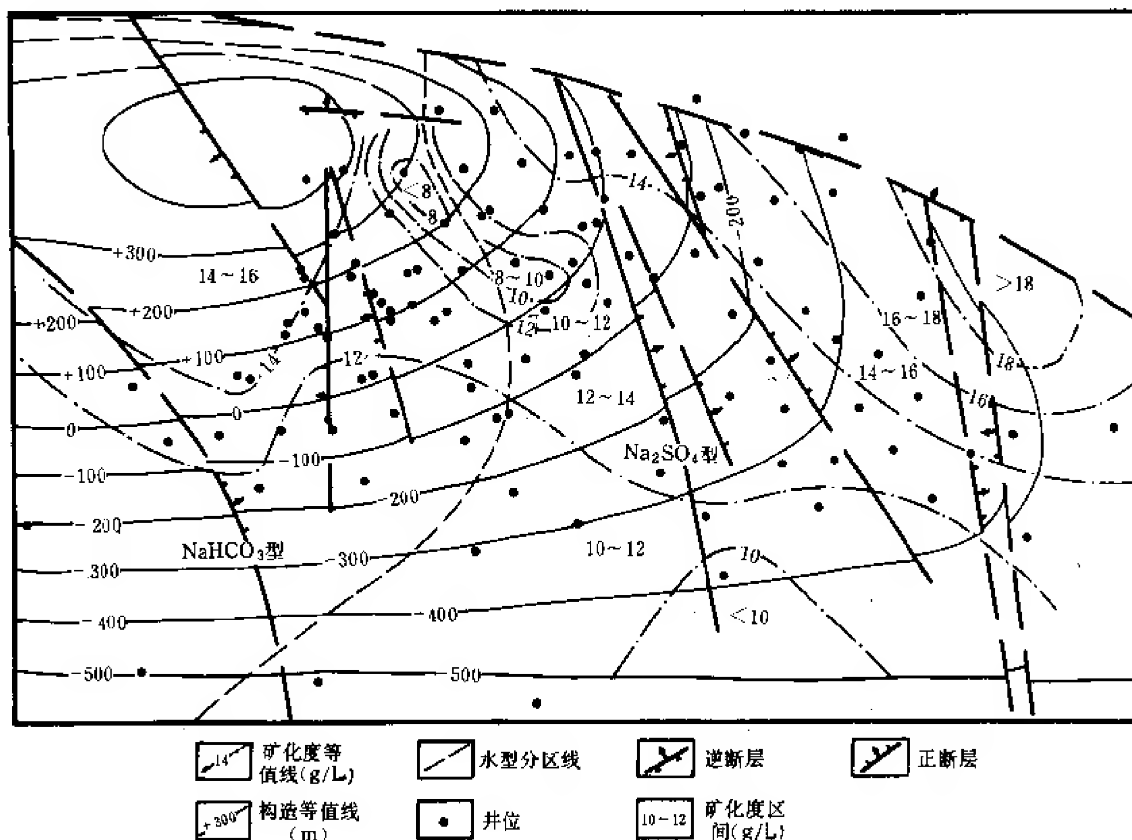


图 2-7-5　独山子油田第三系沙湾组（N_1s）B_4^1 油层水化学图

（二）卡因迪克油田水❶

卡因迪克构造位于独山子油田西北，是地震探明的第三系潜伏背斜。共钻 5 口探井，有 3 口在中新统 N_1 地层中取得含油岩芯，但岩芯含油饱和度很低，如卡 4 井 3055.5～3056.6 米岩芯含油饱和度仅为 27%。卡 4 井 1957 年 7 月至 1958 年 1 月试油 4 层，结果均为水层，无油气显示，水样分析结果见表 2-7-2。

由该表可见：

1）卡因迪克构造中新统的地下水矿化度自上而下逐渐加大，是正常的。

2）水型都是 $CaCl_2$ 型，但 Ca／Na 值很低，说明 Ca^{2+}交替 Na^+的程度低，水的封闭环境形成较晚，封闭时间较短。

3）脱硫系数很低，有脱硫酸作用存在，含有环烷酸和碘，属于油田水。

❶独山子矿务局钻井处，1959，卡因迪克地区钻探总结报告。

由于卡因迪克构造形成较晚，封闭时间较短，捕集油气少，含油饱和度低，尚未形成具有工业价值的油气藏。

表 2-7-2　卡 4 井水分析资料表

试油层序	1	2	3	4
试油井段（m）	3197～3205.5	3055～3060	2940～2944	2652～2655
层位	N_1	N_1	N_1	N_1
密度（g/cm^3）	1.094	1.082	1.078	1.07
矿化度（mg/L）	297756.50			141220.45
Cl^-（mg/L）	180106.13	140729	95564	83852.9
水型	$CaCl_2$	$CaCl_2$	$CaCl_2$	$CaCl_2$
rNa/rCl	0.967			0.973
rSO_4/rCl	0.0054			0.0187
rCa/rNa	0.025			0.040
I（mg/L）	7.78			
环烷酸（mg/L）	57.6			

（三）齐古油田水●

1.齐古油田水化学性质

齐古背斜在 1958～1959 年勘探时，在下侏罗统三工河组（J_1s）、中侏罗统头屯河组（J_2t）发现工业油流，在中侏罗统西山窑组（J_2x）发现大水层。

（1）下侏罗统三工河组　在 1A 井、5 井、10 井、35 井均获得水分析资料（表 2-7-3），认为脱硫系数很低，脱硫酸作用强烈，已证实有工业油气藏。

（2）中侏罗统西山窑组　齐古油田所有探井在钻达该层后，几乎都有钻井液溢出井口，尔后发生喷水或溢水，该出水层厚度稳定，各井均在 50 米左右，称为“大水层”，岩性为粗砂岩，疏松，岩相变化稳定，含水性好，电测曲线形状各井一致，为良好的标准层。由于受南缘补给区的充足补给，地下径流条件好，所以岩层中溶滤或冲刷盐分比上下各层更为充分，大水层中矿化度和 Cl^-含量均比上下各层低，在 1 井、2A 井、3 井中有裸眼出水的水分析资料（表 2-7-3）。

（3）中侏罗统头屯河组　此层也发现工业油流，其含油范围较三工河组小。在 39 井、43 井试油获得水分析资料（表 2-7-3）。

2.齐古油田侏罗系水化学特征

1）全为 $NaHCO_3$ 型水，rNa/rCl>1.2;

2）rSO_4/rCl 低于 0.3，大多低于 0.1，有浓烈的硫化氢臭味，同时 HCO_3^-含量高，说

●李溪滨等，1959，准噶尔盆地南缘石油地质综合研究报告。



明正在进行脱硫酸作用；

3）矿化度不太高，为3.5～6.0克／升；

4）pH值比较一致，为8.4～8.5；

5）不含溴（Br^-），为陆相地层油田水特征。

表2-7-3　齐古油田水分析资料表

层　位		下侏罗统三工河组 (J_1s)	中侏罗统西山窑组 (J_2x)	中侏罗统头屯河组 (J_2t)
水型		$NaHCO_3$	$NaHCO_3$	$NaHCO_3$
矿化度（g／L）		4.0～5.9	3.6～3.8	4.1～4.9
Cl^-	(mg／L)	1400～2500	280～360	1400～2000
SO_4^{2-}		0～420	28～91	106～114
HCO_3^-		970～2700	2900～3300	1000～1700
Br^-			0	0
I^-			0	5.16
环烷酸			0.5～1.4	1.0
rNa／rCl		1.24～1.88	6.7～8.5	1.41～1.76
rSO_4／rCl		0.000～0.183	0.069～0.239	0.042～0.055

3.水化学在垂直方向上的变化

1）在三工河组内部，据5井、10井资料（表2-7-4），矿化度、Cl^-由上而下加大，HCO_3^-自上而下减少，脱硫系数rSO_4／rCl自上而下减少，即脱硫酸作用下面比上面剧烈。这意味存在两种可能：一是油气自下而上来的，二是在三工河组下部或以下地层有油气存在。

表2-7-4　齐古油田三工河组（J_1s）水分析资料表

井号	井　段 (m)	水型	矿化度 (g／L)	Cl^- (mg／L)	SO_4^{2-}	HCO_3^-	CO_3^{2-}	rNa／rCl	rSO_4／rCl
5井	1156.5～1174	$NaHCO_3$	4.80	1753	16	2654	96	1.78	0.007
	1186～1253	$NaHCO_3$	5.07	1753	0	1721	384	1.78	0.000
10井	1256～1273	$NaHCO_3$	4.50	2027	82	1019	90	1.33	0.030
	1310～1316	$NaHCO_3$	5.43	2450	80	970	138	1.24	0.022

2）整个侏罗系的垂直剖面上，中间西山窑组（J_2x）的水化学成分与上面的头屯河组

(J_2t)、下面的三工河组 (J_1s) 有明显的不同，表现为矿化度低、尤其是 Cl^- 含量更低，而 HCO_3^- 含量升高，rNa／rCl 很高（表 2-7-3）。这一大水层，含有油气，有强烈的脱硫酸作用。它原来可能是一个储油层，后来南缘天山补给区升高，在高水头压力和良好的渗透层、连通条件下，油气被水冲刷殆尽，成为今日之状态。由此认识到储集层的岩性、岩相条件太好，在补给区高水头压力下，反而不能聚集或保存油气藏。从水化学方面可看到大水层的水交替作用比较积极，不利于油气藏的保存，而岩性和岩相相对较细或较差的三工河组和头屯河组却保存了油气藏，已形成的油气藏还未被冲刷掉。这说明在紧靠天山补给区的盆地南缘，构造条件必须和适当的岩性岩相条件相结合才能聚集和保存油气藏。

4.水化学在平面上的变化

西山窑组大水层的矿化度和 Cl^- 的含量自南向北增高，说明水流方向由南向北，水的补给区在南边。

二、盆地东部油田水

（一）火烧山油田水

火烧山油田位于准噶尔盆地东部北端，由火烧山背斜和火南背斜两构造所组成，产油层是二叠系平地泉组 (P_2p)，自上而下分成四个砂层组，即平一段 (P_2p^1)、平二段 (P_2p^2)、平三段 (P_2p^3) 和平四段 (P_2p^4)。其中 P_2p^3 是主力油层。

火烧山油田油层压力低，压力系数低于 1，油层水极易在钻井中被钻井液滤液渗入污染。现选择比较可靠的水分析资料对二叠系平地泉组油田水化学特征叙述如下：

1）水型绝大多数是 $NaHCO_3$ 型，rNa／rCl 为 1.08～2.71，大多数为 1.2～1.5；个别为 Na_2SO_4 型，rNa／rCl 为 1.08～1.13；油田南端的火南 3 井为 $CaCl_2$ 型。再向南为北三台油田，该油田的二叠系油田水皆为 $CaCl_2$ 型，说明水型的变化由北向南，由 $NaHCO_3$ 型转变为 $CaCl_2$ 型❶。

2）矿化度为 4.8～12.5 克／升。平面上矿化度由北向南、由西向东增高。结合水型变化分析，可能在古水文地质环境上，古克拉美利山地区是火烧山油田二叠系地下水的补给区，古地下水流向是由北向南。

3）硫酸根 (SO_4^{2-}) 含量大多数为 0～400 毫克／升，脱硫系数 rSO_4／rCl 为 0.00～0.08，个别为 0.3～0.4。说明古脱硫酸作用强烈，火 3 井 2882～2909 米的平二段 (P_2p^2) 水中 SO_4^{2-} 特高，达 2630 毫克／升，CO_3^{2-} 为 0，Ca^{2+}含量也高达 869 毫克／升，水型为 Na_2SO_4 型，rNa／rCl 为 1.13，不似混合型；可能是二叠系地下水在脱硫酸作用发生前的原来类型。由此推断 $NaHCO_3$ 型水是次生变化造成的，不是与油气共同运移来的。

4）火南 3 井 2254～2308 米的石炭—二叠系 $(C_1b+P_2p^4)$ 的水分析资料比较特殊，为 $CaCl_2$ 型，与周围的 $NaHCO_3$ 型、Na_2SO_4 型不同；矿化度为 9.55 克／升，rNa／rCl 为 0.36，rSO_4／rCl 为 0.0064，脱硫系数很低，变质程度又高，可能是二叠系油层之下石炭系地层中的古封存水，并指示石炭系有含油气远景。

（二）北三台油田水

北三台油气田位于准噶尔盆地东部油区的南部，是由断块、构造与岩性等多种圈闭造成的多层性的油气藏，已发现二叠系、三叠系和侏罗系内的工业油气藏和稠油藏。现分别叙述各时代地层内油气藏的油田水。

---

❶李冬妮，1986，准噶尔盆地东部火烧山油田油气水初步研究。

1.上二叠统平地泉组（P_2p）油田水

平地泉组油藏是北三台油田主要油藏之一，油田水分析资料见表 2-7-5。

表 2-7-5　北三台油田平地泉组（P_2p）油田水化学资料表

地区	井号	井段 (m)	水的产状	矿化度 (g／L)	水型	Cl^- (mg／L)	CO_3^{2-} (mg／L)	rNa／rCl	rSO_4／rCl
北 16 井区	北 16 井	2274～2289	夹层水	15.4	$CaCl_2$	9183	0	0.54	0.024
	北 52 井	2284～2293	底水	15.3	$CaCl_2$	9423	0	0.50	0.009
	B1003 井	2290～2296	底水	13.5	$CaCl_2$	8148	0	0.48	0.013
北 31 井区	北 21 井	2279～2286	边水	14.1	$CaCl_2$	8797	0	0.29	0.004
		2306～2314	边水	16.1	$CaCl_2$	9906	0	0.43	0.012
	北 42 井	2108～2119	底水	12.8	$CaCl_2$	7944	0	0.34	0.006
	北 50 井	2135～2144	边水	13.4	$CaCl_2$	7775	0	0.36	0.059
	B203 井	2102～2109	夹层水	12.2	$CaCl_2$	7375	0	0.45	0.019
北 75 井区	北 75 井	2023～2034	油水过渡带	12.8	$CaCl_2$	7950	0	0.50	0.0015
北 26 井区	北 26 井	1846～1866	外围水	13.9	$CaCl_2$	8640	0	0.62	0.006

上表所示平地泉组的油田水，不论其为油藏的夹层水、外围水、边水或是底水，性质都是一致的，矿化度 12～16 克／升，$CaCl_2$ 型，rNa／rCl 为 0.29～0.62，rSO_4／rCl 为 0.001～0.06，认为这些油田水是油藏形成前在陆相二叠系内的古渗入水；在油藏形成后发生脱硫酸作用，在长期的良好封闭条件下，又经过阳离子交替作用等变质作用造成今日的性质。即平地泉组油气藏的封闭条件是很好的。

2.上二叠统梧桐沟组（P_2wt）油田水

北 16 井区有一块梧桐沟组油藏，B1049 井 2105～2114.5 米试油，获得该油藏的边水，$CaCl_2$ 型，矿化度 11.56 克／升，CO_3^{2-} 为 0，rNa／rCl 为 0.60，rSO_4／rCl 为 0.012，其形成和保存条件同平地泉组油田水一致。

3.下三叠统韭菜园子组（T_1j）油田水

北 16 井区 B1003 井 1926～1931 米和 B1037 井 1952～1961.5 米的韭菜园子组中获得工业油流。B1037 井 2001～2005 米为该油藏的底水，$CaCl_2$ 型，矿化度 11.8 克／升，CO_3^{2-} 为 0，rNa／rCl 为 0.56，rSO_4／rCl 为 0.006；B1049 井 2067.5～2071 米为该油藏的边水，$CaCl_2$ 型，矿化度 10.4 克／升，CO_3^{2-} 为 0，rNa／rCl 为 0.65，rSO_4／rCl 为 0.007（以上两水样 Mg^{2+}均为 0，尚有钻井液影响，矿化度偏低）。该油藏的形成与保存条件与平地泉组、韭菜园子组油藏一致。

4.下三叠统烧房沟组（T_1s）油田水

西地 1 号背斜有烧房沟组油藏，北 4 井 2172～2178.6 米为该油藏的底水，$CaCl_2$ 型，矿化度 9.5 克／升，CO_3^{2-} 为 0，rNa／rCl 为 0.83，rSO_4／rCl 为 0.006。外围的北 32 井

2184～2190米为烧房沟组稠油水层，$MgCl_2$型，矿化度7.4克／升，CO_3^{2-}为0，rNa／rCl为0.9997，rSO_4／rCl为0.042。说明下三叠统烧房沟组油藏形成以后，曾有古渗入水的交替混合作用，使北32井地区的$CaCl_2$型水变为$MgCl_2$型，矿化度由大于9克／升，降为7克／升左右。同时原油因渗入水氧化作用，相对密度升高到0.9以上，成为稠油藏，后期恢复了封闭作用。

5.中上三叠统小泉沟群（$T_{2-3}xq$）油田水

台3断块台21井在2589～2598米小泉沟群获得工业油流，附近台29井2524～2540.4米小泉沟群中产少量油带水，Na_2SO_4型，矿化度9.5克／升，CO_3^{2-}为33.6毫克／升，rNa／rCl为1.06，rSO_4／rCl为0.137，此水样为棕色，pH为8.6，偏高，可能有钻井液污染。

6.下侏罗统八道湾组（J_1b）油田水

东部油区北三台油田下侏罗统八道湾组油藏出油点多，原油性质变化大，与水化学的水平变化以及垂直变化都比较复杂是一致的。总的特点是：

1）与油藏同时形成，并与油藏同时封闭直至现今的油田水，矿化度较高，主要为$CaCl_2$型水，CO_3^{2-}为0。原油性质较好，rNa／rCl为0.90～0.96，比二叠系和三叠系油田水rNa／rCl值高。说明它的封闭程度或封闭时间和变质程度不及二叠系和三叠系。

2）油藏形成后，曾有古渗入水的交替淡化使矿化度降低，水型转为Na_2SO_4型；$NaHCO_3$型或$MgCl_2$型。同时原油遭氧化变成稠油。由于古渗入水后期又转入封闭，较长时期的阳离子交替作用，水中Na^+含量下降，Ca^{2+}含量上升，Ca^{2+}与CO_3^{2-}结合成$CaCO_3$沉淀，使水中CO_3^{2+}为0，说明此油田水经历了古渗入—古封闭两个阶段。

3）台10井八道湾组油藏（少量油）上部水的矿化度随取样时间变化较大，可能是因不是同一层，各层的连通封闭性能有差别所致（表2-7-6）。

4）台21井区西北方向为$MgCl_2$型，东南方向为$CaCl_2$型，可能台21井以北的八道湾组尖灭带有古渗入水的交替作用。

7.下侏罗统三工河组（J_1s）油田水

在小泉沟背斜台22井2655.2～2699米三工河组获得工业油流，附近T301井在三工河组三个层段（2716～2721米、2725～2735米、2775～2780米）分别试油，皆为油水同层，说明该井位于三工河组油藏的边水带上；水的化学性质皆为$NaHCO_3$型，CO_3^{2-}为0，矿化度自上而下分别为13.7、14.7、15.7克／升，原油相对密度自上而下分别为0.8670、0.8487、0.8333。可以认为油是下面来的，水是从上灌入的，水和油不是同时形成的。

8.中侏罗统头屯河组（J_2t）油田水

头屯河组油田水化学特点与八道湾组、三工河组油田水一致。既有与油藏同时形成和封闭下来的矿化度较高（17～23克／升）的$CaCl_2$型水，也有油藏形成后由于古渗入水的交替淡化，较低矿化度（10～11克／升）的$MgCl_2$型、$NaHCO_3$型水；rNa／rCl值在$CaCl_2$型水中为0.90～0.98（表2-7-7）。说明变质程度或封闭时间比二叠系和三叠系差。水中CO_3^{2-}为0，水的后期封闭性仍是较好的。

9.上侏罗统齐古组（J_3q）油田水

有台13井断块油藏和马庄气藏。

(1) 台13井断块齐古组油藏　位于台39井断裂和台13井南侧断裂之间，台31井齐古组2301.5～2348.6米为含油水层，为边水，水型为$NaHCO_3$型，矿化度4.4克／升，



表 2-7-6 北三台油田八道湾组（J_1b）油田水化学资料表

地区	井号	井段 (m)	水的产状	矿化度 (g/L)	水型	Cl^- (mg/L)	CO_3^{2-} (mg/L)	rNa/rCl	rSO_4/rCl	备注
台 13 井区	台 31 井	2720.6～2729	含油水层	9.6	Na_2SO_4	5236	0	1.03	0.030	
		2271～2280	油水同层	19.5	$CaCl_2$	10701	0	0.90	0.002	
	台 44 井	2895～2906	油藏夹层水	14.5	$NaHCO_3$	7500	0	1.14	0.042	
		2920～2928	油藏底水	13.2	$NaHCO_3$	6689	0	1.14	0.022	
		2960～2970	油藏下方水	8.1	$NaHCO_3$	4014	0	1.17	0.004	
台 3 井断块（稠油藏）	台 21 井	2290～2304.5	水层	16.8	$MgCl_2$	9740	0	0.997	0.001	
	台 23 井	2524～2550	水层	17.0	$CaCl_2$	10138	0	0.95	0.002	
	台 36 井	2669～2685	水层	15.3	$CaCl_2$	9031	0	0.96	0.002	
台 10 井区	台 10 井	2482.5～2496	油藏上方水	26.3	$CaCl_2$	15706	0	0.95	0.012	1987 年 11 月 21 日先取样
				22.4	$CaCl_2$	13472	0	0.93	0.005	1987 年 11 月 21 日后取样
				19.5	$CaCl_2$	11950	0	0.85	0.002	1987 年 12 月 13 日取样

表 2-7-7　北三台油田头屯河组（J_2t）油田水分析资料表

地区	井号	井段 (m)	水的产状	矿化度 (g/L)	水型	Cl	CO_3^{2-}	rNa/rCl	rSO_4/rCl
						(mg/L)			
北 10 井区稠油藏	北 57 井	2312～2316	油藏外围水	10.7	$MgCl_2$	5971	0	0.998	0.032
台 3 井区稠油藏	T002 井	2314.13～2385	油藏底水	17.2	$CaCl_2$	10110	0	0.98	0.0001
	台 19 井	2034～2038	油藏外围水	18.0	$CaCl_2$	10840	0	0.90	0.0015
	台 6 井	2326～2331		23.1	$CaCl_2$	13987	0	0.93	0.001
台 15 井区	台 10 井	2337.5～2342		19.8	$CaCl_2$	11924	0	0.94	0.001
	台 16 井	2600～2623		19.6	$CaCl_2$	11693	0	0.96	0.0045
	台 33 井	2521～2530	含油水层	11.2	$NaHCO_3$	5433	0	1.16	0.003
		2772.7～2789.7	含油水层	11.0	$NaHCO_3$	5405	0	1.13	0.0035





CO_3^{2-} 为 0，rNa／rCl 为 1.09，rSO_4／rCl 为 0.091。这种水形成较新，可能是后来的古渗入水。从 CO_3^{2-} 为 0 看，曾有一定时期的封闭作用。

(2) 马庄气藏　主要指夹于五梁山断裂与台 39 井断裂之间的齐古组气藏，水化学变化比较复杂（表 2-7-8）。

表 2-7-8　马庄气藏齐古组（J_3q）油田水分析资料表

井号	井段 (m)	水的产状	矿化度 (g／L)	水型	Cl^- (mg／L)	CO_3^{2-} (mg／L)	rNa／rCl	rSO_4／rCl
台 15 井	2396～2402	含油水层	6.7	$NaHCO_3$	3359	0	1.15	0.039
台 16 井	2270～2288	气藏下方水	6.3	Na_2SO_4	3608	0	1.01	0.021
台 17 井	1744～1765	气藏下方水	5.5	$CaCl_2$	3196	0	0.98	0.011
台 19 井	2024～2038	气藏底水	18.0	$CaCl_2$	10840	0	0.90	0.0015
台 23 井	2077～2080	气藏外围水	3.3	$MgCl_2$	1923	0	0.99	0.004
T003 井	1727～1738	气藏边水	6.5	$CaCl_2$	3812	0	0.97	0.005
	1940～1971	气藏边水	8.7	$MgCl_2$	4976	0	0.9996	0.040

根据上述资料，可以认为：

1）与齐古组气藏同时形成并共同封闭的水，矿化度较高，18 克／升，$CaCl_2$ 型，rNa／rCl 较低，如台 19 井。

2）在齐古组气藏形成后，有外来渗入交替作用，使矿化度下降到 10 克／升以下，水型变为 Na_2SO_4 型、$NaHCO_3$ 型或 $MgCl_2$ 型；rNa／rCl 值增高，如台 15 井、台 16 井和台 23 井。这些水样 CO_3^{2-} 为 0，说明具有一定的封闭作用。

3）高矿化度 $CaCl_2$ 型水可能来自下部老地层，随油气运移而来。因封闭较好，保留了下来。按此观点，则可认为包括上侏罗统齐古组和上侏罗统喀拉扎组（J_3k）的天然气藏的马庄气藏是次生的。

三、盆地西北缘油田水

准噶尔盆地西北缘油田很多，自西南向东北有车排子油田、红山嘴油田、克拉玛依油田、百口泉油田、乌尔禾—风成城油田和夏子街油田。它们基本上沿断裂连续分布，其中以克拉玛依油田三叠系油藏发现最早，范围又大，油田水分析资料最多，研究也最早，是西北缘油田水的叙述重点，同时介绍其他油田的油田水化学特征。

(一) 克拉玛依油田水

1.概况

克拉玛依油田南与红山嘴油田相接，北与百口泉油田相接，克—乌大断裂从中间通过，西北盘为上盘，分成一区、二区、三区、四区、六区、七区、九区；东南盘是下盘，分为五区、八区、十区。

克拉玛依油田油层多，有工业价值的已有 12 个含油层组，自上而下为：下白垩统吐谷鲁组（K_1t）、上侏罗统齐古组（J_3q）、下侏罗统八道湾组（J_1b）、上三叠统白碱滩组

(T_3b)、中三叠统克上组（T_2k^2）、中三叠统克下组（T_2k^1）、下三叠统百口泉组（T_1b）、上二叠统上部乌尔禾组（P_2Ur）、上二叠统下部夏子街组（P_2x），下二叠统上部风成城组（P_1f）、下二叠统下部佳木河组（P_1j）和石炭系（C）。其中二叠系下部与石炭系的分界面在某些地区存在问题，故常合并为"石炭—二叠系（C_2—P_1）"。含油气层的时代越老，油田水分布与水化学变化越复杂。

克拉玛依油田水的分布形态，可归纳为三类八型（表 2-7-9 和图 2-7-6）。

表 2-7-9 克拉玛依油田水分布形态分类表[①]

分类		分型		主要特征
代号	名称	代号	名称	
Ⅰ	油藏下部水	Ⅰ—1	底水	位于油水过渡带以内
		Ⅰ—2	边水	位于油水过渡带以外
		Ⅰ—3	向斜水	与油藏同层，但距离油藏较远
		Ⅰ—4	油藏下方水	位于油藏下方，与油藏不同层
Ⅱ	油藏内部水	Ⅱ—1	古构造水[①]	油水分布与今构造不符合，水分布区与古构造低凹区一致，即油水分布受古构造控制
		Ⅱ—2	夹层水	位于上下油层之间的较薄含水层及含水透镜体内
Ⅲ	油藏上部水	Ⅲ—1	上倾水	位于油藏上方，以沥青稠油带与下部油藏相隔，与油藏同层
		Ⅲ—2	油藏上方水（盖层水）	位于油藏上方，以隔水岩层与下部油藏相隔，与油藏不同层

①章易坤、狄原泌，1963，克—乌油区油气水研究工作方法总结。

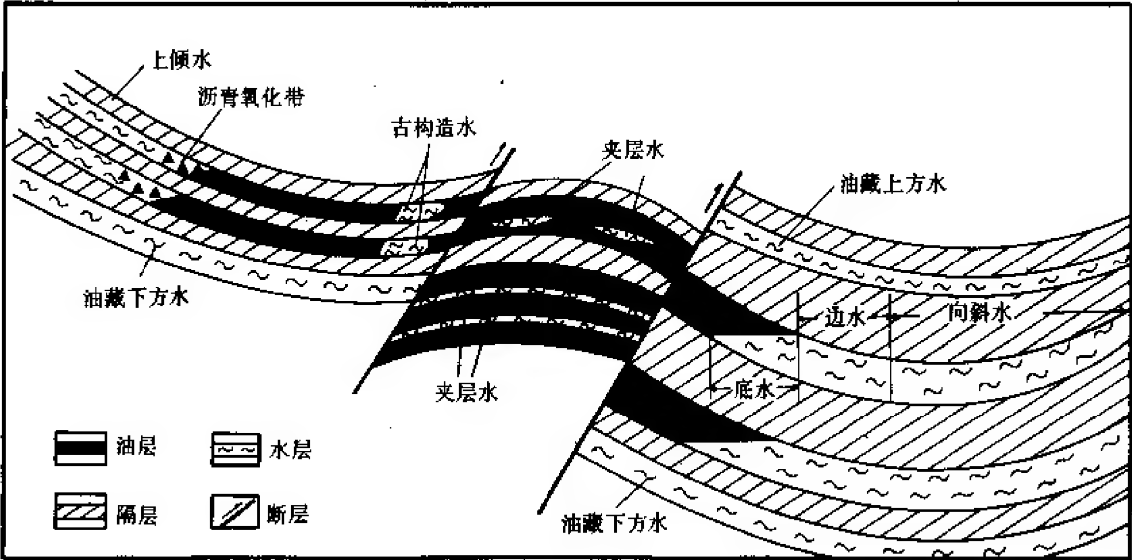


图 2-7-6 克拉玛依油田水分布形态分类示意图



克拉玛依油田水化学分类一直采用苏林分类法，4 种水型都有，主要是 $NaHCO_3$ 型和 $CaCl_2$ 型，以及这 2 种水型混合造成的 Na_2SO_4 型和 $MgCl_2$ 型。经过大量资料归纳，以不同矿化度和不同水型的油田水分布特征和矿化度大小，进一步将苏林的 4 种水型划分为 10 个亚型（表 2-7-10）。

表 2-7-10　克拉玛依油田水分类与成因、分布特征关系表

型		亚型		水化学特征		成因和分布特征
代号		代号		离子含量关系	矿化度 (g/L)	
A	重碳酸钠型 ($NaHCO_3$ 型)	A—1	低中矿化度重碳酸钠亚型	$\frac{Na^+ - Cl^-}{SO_4^{2-}} > 1$	1～15	现代和古代的后期渗入水，径流积极带和迟缓带
		A—2	高矿化度重碳酸钠亚型		15～40	1.封闭较差的古封存水；2.A—1 与 A—3 的混合水
		A—3	极高矿化度重碳酸钠亚型		40～115	特殊成因的深层水，后期上升，CO_3^{2-} 特高
B	氯化钙型 ($CaCl_2$ 型)	B—1	中矿化度氯化钙亚型	$\frac{Cl^- - Na^+}{Mg^{2+}} > 1$	5～15	古地下径流积极带，转入封闭后保存好的古封存水
		B—2	高矿化度氯化钙亚型		15～60	古地下径流迟缓带，封闭后保存好的古封存水
C	硫酸钠型 (Na_2SO_4 型)	C—1	低矿化度硫酸钠亚型	$\frac{Na^+ - Cl^-}{SO_4^{2-}} < 1$	1～5	后期渗入水，径流积极带
		C—2	中矿化度硫酸钠亚型		5～15	A—1 与 B—1 的混合水
		C—3	高矿化度硫酸钠亚型		15～50	A—2 或 A—3 与 B—1 的混合水，A—1 与 B—2 的混合水
D	氯化镁型 ($MgCl_2$ 型)	D—1	中矿化度氯化镁亚型	$\frac{Cl^- - Na^+}{Mg^{2+}} < 1$	5～15	A—1 与 B—1 的混合水
		D—2	高矿化度氯化镁亚型		15～50	A—2 或 A—3 与 B—1 的混合水，A—1 与 B—2 的混合水

2.各层系油田水特征●

(1) 石炭系油田水　石炭系的断裂发育，产状复杂，井下地层层序不明，构造变动次数多，古水文地质旋回次数也多。故石炭系地下水化学变化在平面上和剖面上都是很复杂的。

在接近露头边缘，埋藏深度150～400米的石炭系中，由于近代下渗水的交替，形成了矿化度多为2～4克／升的$NaHCO_3$型和Na_2SO_4型水，如三区克浅5井和九区古52井，也有转为2.3克／升的$MgCl_2$型的，如三区克浅1井。埋藏深度500米的石炭系中，古渗入变质的$CaCl_2$型水保存较好，如九区古22井493～526米油田水，矿化度9.6克／升，$CaCl_2$型，rNa／rCl为0.56。说明经历了长期的封存与变质作用。九浅9井482～508米的水矿化度为6.8克／升，虽仍为$CaCl_2$型，但rNa／rCl已升高为0.97，说明已有后来水的下渗交替作用。埋藏深度大于800米的石炭系水的矿化度升高到10克／升以上。

石炭系内部水化学的垂直变化大而不规则，如九区古19井石炭系（埋深1800～2000米）内，下部水为$CaCl_2$型，矿化度33.7克／升；中部水为Na_2SO_4型，矿化度35.2克／升；上部水为$NaHCO_3$型，矿化度为67.7克／升，但同位于九区的古17井则相反，埋藏深度1641～2674米内,最下面的水为$NaHCO_3$型，矿化度44.6克／升；向上为26.6克／升的$NaHCO_3$型；再向上为24.1克／升的$CaCl_2$型；最上面为16.6克／升的$CaCl_2$型。416井在828～868、1094～1102、1236～1250米三个井段中，矿化度分别为21.1、65.8、87.3克／升的$NaHCO_3$型水，下部的2070.5～2089米，却为27.7克／升的$MgCl_2$型水。可以认为在水型和矿化度截然不同的两个井段之间有断裂通过。

克拉玛依石炭系油田水中，矿化度最高的是九区438井1469～1487米的$NaHCO_3$型水，矿化度113.6克／升；向下1742～1778米为57.8克／升的$NaHCO_3$型水，再向下2566～2588米却为23.1克／升的$CaCl_2$型水了。

石炭系揭露最深的八区检乌26井，4330～4338米为矿化度77.5克／升的$NaHCO_3$型水。伴有最高的地层压力55.042兆帕，折算水位海拔为+1439.44米，是比较活跃的深层高压水，具有油水同层、矿化度高（50～100克／升以上）、$NaHCO_3$型三个基本特征，与九区438井、439井、古19井的石炭系中油水同层的高矿化度$NaHCO_3$型水是一致的，与后面将要谈到的风成城油田风3井油田水特性一致，属于深层成因的地下水。

石炭系内$CaCl_2$型水很多，矿化度8～35克／升，rNa／rCl为0.15～0.97，其中多为封闭较好（rNa／rCl<0.8）的矿化度10～20克／升的古渗人封闭水。又以克—乌断裂下盘的五区封闭条件最好，rNa／rCl值为0.15～0.65。

(2) 二叠系油田水　仅在五区、八区有。

五区二叠系油田水皆为$CaCl_2$型，矿化度8～15克／升，CO_3^{2-}为0，rNa／rCl为0.70～0.98。说明形成较早，封闭时期较长，后期的侵入交替作用较弱。

八区二叠系油藏为块状油藏，油田水主要为底水●。有三种水型：一为$CaCl_2$型，矿化度20～40克／升，rNa／rCl为0.54～0.77；与五区比较，八区的$CaCl_2$型水分布区的埋深与封闭条件更好。二为$NaHCO_3$型水，从检乌7井垂直剖面看，上部2674～2728米井段内的$NaHCO_3$型水，矿化度22克／升，CO_3^{2-}为0，rNa／rCl为1.01～1.05；下部3052～3227.5米井段内的$NaHCO_3$型水，矿化度45～50克／升，CO_3^{2-}高达465.6～1200毫克／

●王仲侯，1985，准噶尔盆地西北缘石炭系油田水化学研究。

●王仲侯，1981，克拉玛依油田八区油气水研究。



升，rNa／rCl 为 1.13～1.16，与上部 $NaHCO_3$ 型水有明显的不同；上部的一种矿化度 15～25 克／升，CO_3^{2-} 为 0 或很低，是形成较早，但封闭条件比 $CaCl_2$ 型水较差；下部的一种矿化度大于 40 克／升，CO_3^{2-} 很高，是从深层上来的。三为 Na_2SO_4 型水，矿化度较高为 20～25 克／升，它不是大陆渗入成因的，是深层上升的高矿化度 $NaHCO_3$ 型水，与原地的 $CaCl_2$ 型水混合造成的，平面分布上介于 $NaHCO_3$ 型水和 $CaCl_2$ 型水之间（图 2–7–7）。

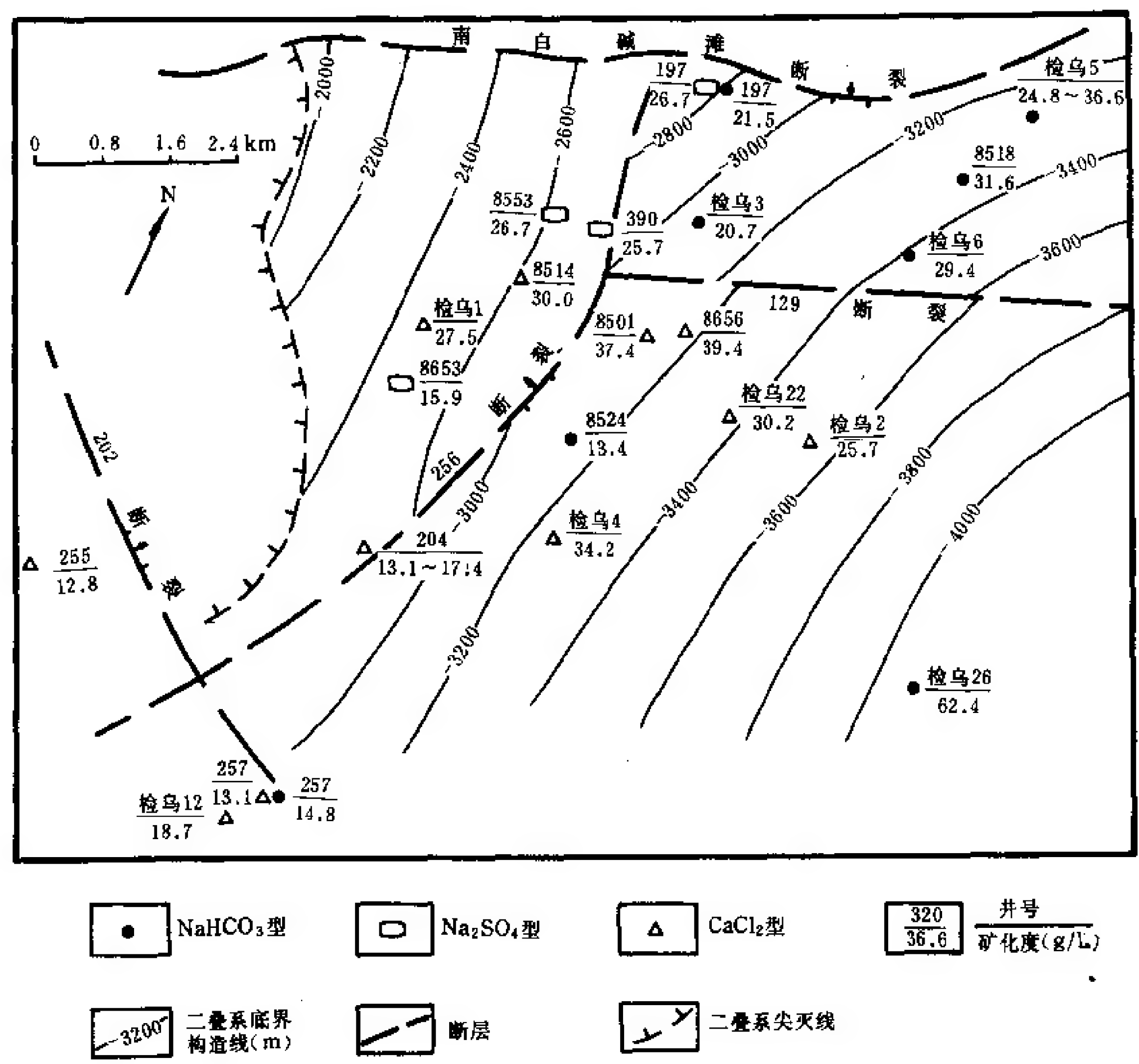


图 2–7–7　克拉玛依油田八区二叠系水化学图

(3) 三叠系油田水[●]　三叠系含油面积最广，油田水资料最多，变化也比较大，现分区叙述。

1) 一区：克下组（T_2k^1）的边水为矿化度 8～12 克／升的 $CaCl_2$ 型水，rNa／rCl 为 0.89～0.99，CO_3^{2-} 为 24～54 毫克／升；克上组（T_2k^2）的边水有两种水化学特性，一种与克下组的相似，形成和保存条件相同；另一种为有后期渗入交替混合作用变为矿化度较低（4～6 克／升）的 $NaHCO_3$ 型和 Na_2SO_4 型水。

●杨继瑋、王仲侯，1961，克—乌油区油田水研究报告。



2）二区：克下组保存较好的古边水或古底水，为矿化度8～20克／升的$CaCl_2$型，rNa／rCl为0.4～0.9；尤其是古构造水封闭好的324井，614.5～616米为20.2克／升，rNa／rCl低为0.41，Ca^{2+}、Mg^{2+}含量高，说明有很长的封闭时期进行阳离子交替作用；部分井也有$NaHCO_3$型水，矿化度4.8～13克／升，是后期水渗入交替形成。并有9.7～19.0克／升的$MgCl_2$型水，CO_3^{2-}为0，是古混合水保存下来的。还有9.8克／升的Na_2SO_4型水，也是混合水。

克上组无$CaCl_2$型水。边水主要是5～12克／升的$NaHCO_3$型。近三叠系露头边缘的井，为矿化度2～4克／升的$NaHCO_3$型和Na_2SO_4型水。说明克上组的封闭条件较克下组差。

3）三区：由于接近露头区，埋藏浅，受地表水下渗交替影响大，所以没有$CaCl_2$型水，皆为$NaHCO_3$型水，矿化度克下组为4～6克／升，克上组为3～8.5克／升；rNa／rCl值克下组为1.37～1.48，克上组为1.49～1.66。

4）四区：与二区相似，克下组底部有保存下来的古构造水，$CaCl_2$型，矿化度11～14克／升，rNa／rCl为0.74～0.99；其余为$NaHCO_3$型水，矿化度3～9克／升。克上组有矿化度11～12克／升的$MgCl_2$型水，CO_3^{2-}为0～60毫克／升，rNa／rCl为0.98～0.99，是古混合水。其余为矿化度2.8～11.5克／升的$NaHCO_3$型水，rNa／rCl为1.02～2.77，变化大，是后期渗入水的交替作用影响程度不同所致。148井克下组为4.5克／升的$NaHCO_3$型水，CO_3^{2-}为0；而克上组为11～12克／升的$MgCl_2$型和$NaHCO_3$型水，CO_3^{2-}为0～180毫克／升，矿化度上高下低，差异很大。据地层对比，克下组顶部有剥蚀现象，认为在克下组与克上组之间的沉积间断时期，曾有古地表水对克下组有强烈冲刷作用，发生矿化度降低现象。

5）五区：整个三叠系油田水自上而下、矿化度逐渐加大，rNa／rCl逐渐降低；说明三叠系水化学剖面在五区内部是正常的。如221井上三叠统白碱滩组（T_3b），在1738～1783.5米为矿化度6.8～7.6克／升的$NaHCO_3$型水，rNa／rCl为1.07～1.08，向下到克上组1950～1970米为11.0克／升的Na_2SO_4型水，CO_3^{2-}为0，rNa／rCl为1.035；2030～2124.5米为10～11克／升的$CaCl_2$型水，rNa／rCl为0.87～0.89，CO_3^{2-}为0；其下的克下组2191～2196米，为12.9克／升的$CaCl_2$型水，CO_3^{2-}为0，rNa／rCl为0.81。2240～2277米为19.7克／升的$CaCl_2$型水，rNa／rCl为0.768，CO_3^{2-}为0。说明越向下封闭条件越好。检200井1982.6～1986米，克下组为18.2克／升的Na_2SO_4型水，rNa／rCl为1.01，CO_3^{2-}为0，可认为是古混合成因水。

五区三叠系油田水化学有一个显著的特点，即白碱滩组的油田水化学特性与下伏的克上组、克下组的不一致，而与上覆的下侏罗统八道湾组（J_1b）的一致。如29井、84井、221井、检66井的白碱滩组油田水皆为$NaHCO_3$型，没有$CaCl_2$型，矿化度较小，为3.8～7.6克／升，rNa／rCl为1.07～1.41；而克上组和克下组主要为$CaCl_2$型，矿化度5～20克／升以上；八道湾组也全为$NaHCO_3$型，矿化度与rNa／rCl等与白碱滩组近似。从古水文地质旋回的角度看，所谓"上三叠统的T_3"应归入下侏罗统（J_1b）去。曾有人从地层对比的角度提出过这种主张，应进一步考虑。

6）六区：三叠系埋藏较浅，油藏形成早。在构造较低处出水的62井、502井等克上组和克下组基本一致，矿化度主要为9～11克／升，rNa／rCl为0.99～1.03，不是$MgCl_2$型就是Na_2SO_4型，反映了古混合水的特征，是古渗入水与油藏形成时的古$CaCl_2$型水混合作

用造成的。据此认为 62 井、502 井一带为古边水。由于以前有古渗入水的进入交替，所以接近古边水带的原油遭受氧化，原油相对密度升高到 0.9 以上。六区克上组中也有 5～8 克／升的 $NaHCO_3$ 型水，rNa／rCl 为 1.09～1.46，是后期渗入成因的。

7）七区：七区是狭长形断块，东西两端各有一个构造低凹区，也即三叠系油藏的边水区，两端的边水特性不同。西边为 $CaCl_2$ 型水，矿化度 8～14 克／升，rNa／rCl 为 0.86～0.89，CO_3^{2-} 为 0～42 毫克／升，水不活跃，近边水带的原油相对密度较高，实质上是油藏形成后封闭较好的古边水；东边的为 $NaHCO_3$ 型水，矿化度 42～56 克／升，rNa／rCl 很高，为 1.5～1.7，CO_3^{2-} 含量高，为 758～1680 毫克／升，与相邻八区的高矿化度 $NaHCO_3$ 型水的特征近似，水性活跃，是深层高压 $NaHCO_3$ 型水沿断层运移而来的，形成期比 $CaCl_2$ 型水要晚。

186 井克上组与克下组油田水皆为 $CaCl_2$ 型，但前者矿化度为 14.8 克／升，后者却只有 8.1 克／升；克下组顶部矿化度明显低于上覆的克上组，认为是在克下组地层沉积末期，克上组尚未沉积前有古渗入水冲刷作用所致。

与五区相同，七区白碱滩组（T_3b）的油田水化学与下伏的克上组、克下组有明显不同。如 186 井白碱滩组为 4 克／升的 $NaHCO_3$ 型水，而克上组和克下组为 8～15 克／升的 $CaCl_2$ 型水。白碱滩组的水化学特性与上覆八道湾组（J_1b）一致。

8）八区：八区三叠系油田水水型和矿化度的平面分布是复杂的（图 2-7-8）。

$CaCl_2$ 型水分布在古夹层水和古边水区中。如 193 井克下组 2167～2243 米，一直是高产油层，后来带出一点水，为 $CaCl_2$ 型，矿化度 8.6 克／升，CO_3^{2-} 为 0，rNa／rCl 为 0.98，认为是古夹层水。

八区西边的 $CaCl_2$ 型水，矿化度 8～12 克／升，rNa／rCl 为 0.8～0.98；向东的 $CaCl_2$ 型水，矿化度加大到 36 克／升，rNa／rCl 降低到 0.51。说明八区三叠系油藏形成与封闭以前，古渗入水的径流方向由西北指向东南；越向东南，封闭与变质的程度越高。

八区三叠系的 $NaHCO_3$ 型水有两种，一种是矿化度较高，20～37 克／升的 $NaHCO_3$ 型水，可能与下伏二叠系和石炭系中高矿化度 $NaHCO_3$ 型水是同一来源，是后期沿断裂上升而来，一种是 7～20 克／升的 $NaHCO_3$ 型水，可能主要是后期水的渗入混合作用所致。

八区三叠系的 Na_2SO_4 型水比较特殊，矿化度高（16～30 克／升），CO_3^{2-} 为 0～48 毫克／升，rNa／rCl 为 1.01～1.11，认为是原地的古 $CaCl_2$ 型水和下面来的 $NaHCO_3$ 型水的混合水。另外还有矿化度 7～13 克／升的 Na_2SO_4 型和 $MgCl_2$ 型水，rNa／rCl 为 0.98～1.04，具典型的混合水特征，认为是原地古 $CaCl_2$ 型水和从上面渗入的低矿化度水混合作用造成的。

由于有深层高压 $NaHCO_3$ 型水的侵入，所以八区油藏的边水是比较活跃的。

八区三叠系油田水中的微量组分含量为：碘（I^-）0～35.25 毫克／升，环烷酸 0～1.61 毫克／升，铵（NH_4^+）6.355～16.8 毫克／升，硼酸根（HBO_2^-）2.6～425.22 毫克／升，溴（Br^-）有一个分析资料，为 1.5 毫克／升，其余可能含量为 0，反映陆相油田水的特征。

9）九区：三叠系分布面积较小，246 井和 416 井的克下组油田水，是油藏形成后封存下来的 $CaCl_2$ 型水，矿化度 25～45 克／升，CO_3^{2-} 为 0，rNa／rCl 为 0.96～0.97；说明封闭性比克—乌断裂下盘的五区与八区差。其余油田水皆为 $NaHCO_3$ 型水。其中检 188 井克上组和克下组油田水，矿化度 18～19 克／升，CO_3^{2-} 高达 510～1920 毫克／升，rNa／rCl 为 2.16～2.18，与深层高矿化度、高 CO_3^{2-} 的 $NaHCO_3$ 型水有关；437 井克上组和克下组油田

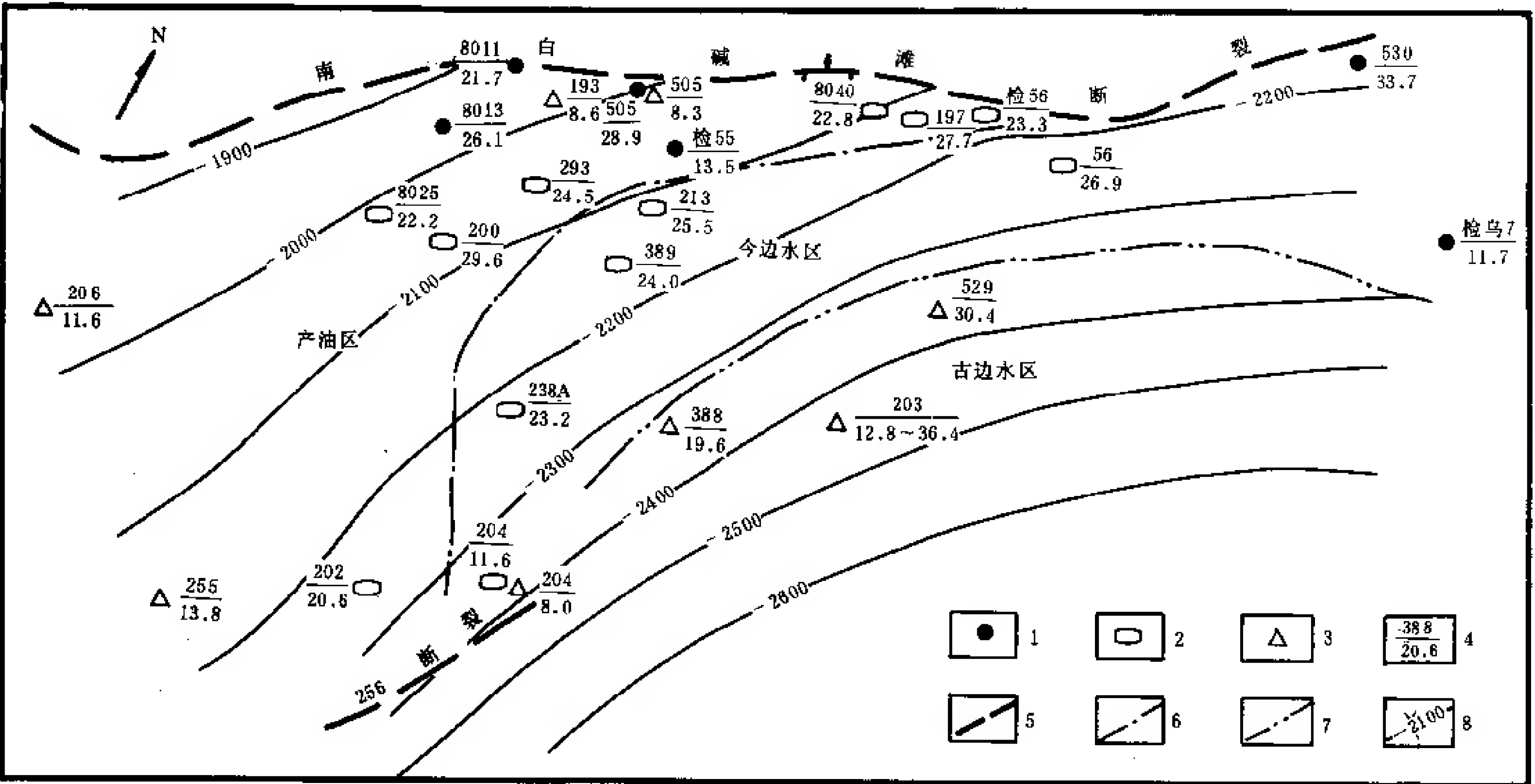


图 2-7-8　克拉玛依油田八区三叠系克下组（T_2k^1）S_7 油层水化学图

1—$NaHCO_3$ 型；2—Na_2SO_4 型；3—$CaCl_2$ 型；4—$\frac{\text{井号}}{\text{矿化度（克/升）}}$；5—断裂；6—今油水分界线；7—古油水分界线（三叠纪末）；8—三叠系底部构造线（m）



水，矿化度 39～48 克／升，CO_3^{2-} 为 0～202 毫克／升；古 54 井（1004～1007.5 米）和 431 井（1833～1962 米）三叠系油田水矿化度仅为 6～8 克／升，CO_3^{2-} 为 45～348 毫克／升。说明九区三叠纪以后水交替作用也是比较复杂的。

10）十区：资料很少，405 井 2997～3029 米的克下组油田水，为 26.8 克／升的 $CaCl_2$ 型水，CO_3^{2-} 为 0，rNa／rCl 为 0.69，说明封闭条件很好。418 井 2301.5～2313 米的克上组油田水为 47.7 克／升的 $NaHCO_3$ 型水，CO_3^{2-} 高达 5580 毫克／升，rNa／rCl 高达 2.05；是来自深层高矿化度、高 CO_3^{2-} 的 $NaHCO_3$ 型水。其余 201 井、446 井、454 井的白碱滩组油田水，全为 $NaHCO_3$ 型，矿化度 4.4～7.7 克／升，CO_3^{2-} 为 0～118 毫克／升；是后期渗入成因。白碱滩组水化学特性与克上组、克下组不同，而与上覆的下侏罗统八道湾组（J_1b）一致。

（4）侏罗系油田水　克拉玛依油田侏罗系水分析资料很多，在克—乌断裂上盘与下盘的水化学特性有一定的差异（表 2-7-11）。断裂上盘，有 $NaHCO_3$ 和 Na_2SO_4 两种水型，矿化度较低，rNa／rCl 较高，断裂下盘，仅有 $NaHCO_3$ 型，矿化度较高，rNa／rCl 一般较低。八区的 $NaHCO_3$ 型水矿化度和 rNa／rCl 值变化大，是受深层高矿化度、高 CO_3^{2-} 的 $NaHCO_3$ 型水进入的影响。

表 2-7-11　克拉玛依油田侏罗系油田水化学特征表

地区		层位	深度 (m)	水型	矿化度 (g／L)	rNa／rCl
克—乌断裂上盘	一区	J_3q、J_1b	180～860	$NaHCO_3$	3.1～4.5	2.0～3.1
	二区	J_1b	230～430	$NaHCO_3$、Na_2SO_4	2.1～3.0	1.3～2.0
	三区	J_1b	160～290	$NaHCO_3$、Na_2SO_4	2.5～4.5	1.2～2.0
	四区	J_1b	380～710	$NaHCO_3$、Na_2SO_4	1.7～4.4	1.1～2.6
	六区	J_3q、J_1s、J_1b	170～490	$NaHCO_3$、Na_2SO_4	1.1～11.9	1.2～2.2
	九区	J_3q、J_2x、J_1s、J_1b	210～1620	$NaHCO_3$	3.1～17.0	1.1～3.0
克—乌断裂下盘	五区	J_1s、J_1b	890～1540	$NaHCO_3$	3.4～9.8	1.1～1.7
	七区	J_1b	770～1660	$NaHCO_3$	9.3～10.9	1.1～1.8
	八区	J_3q、J_2t、J_2x、J_1s、J_1b	590～1860	$NaHCO_3$	3.0～30.0	1.05～2.7
	十区	J_1b	1250～2120	$NaHCO_3$	5.1～15.8	1.1～2.5

克拉玛依油田侏罗系未发现 $CaCl_2$ 型水，说明侏罗系的 $NaHCO_3$ 型水和 Na_2SO_4 型水的形成均比三叠系及以下老地层要晚。唯一的一个 $MgCl_2$ 型水出现在九区九浅 18 井 218～242 米的齐古组（J_3q），该层油水同出，水型为 $MgCl_2$ 型，矿化度 5.7 克／升，rNa／rCl 为 0.99，CO_3^{2-} 为 0。可能是下面老地层的油气与 $CaCl_2$ 型水共同上移，在齐古组中聚集时受到新的渗入水下渗混合造成 $MgCl_2$ 型水。从这个观点看，齐古组的油气藏是次生的。

侏罗系油田水中 SO_4^{2-} 含量个别井层可达 1000～3000 毫克／升以上，总的是含量变化大，既有含煤层造成 SO_4^{2-} 含量升高，又有与油气的脱硫酸作用使 SO_4^{2-} 含量降低。由于侏



罗系是含煤岩系，煤层中的硫进入水中使 SO_4^{2-} 富集，促使水中的 Ca^{2+}与 SO_4^{2-} 结合成 $CaSO_4$ 沉淀。侏罗系水中 Ca^{2+}大多为 2.5～40 毫克／升，个别最高的只达 296 毫克／升；Ca^{2+}低也是形成不了 $CaCl_2$ 型水的原因之一。

侏罗系油藏连片分布在七区—八区—十区，油藏边水为 5～17 克／升的 $NaHCO_3$ 型水。九区也有侏罗系的浅层油藏，矿化度不大（表 2–7–12)。

接近克—乌断裂的 8832 井，1675～1737 米的八道湾组油田水为 25～30 克／升的 $NaHCO_3$ 型，rNa／rCl 为 1.06～1.08，CO_3^{2-} 低，为 0～27.6 毫克／升，该层水的矿化度高，在侏罗系中非常突出，可能是下面上来的。

侏罗系的水化学垂直剖面中常有反常现象，即矿化度上大下小或 rNa／rCl 上小下大(表 2–7–12)。反映了八道湾组（J_1b）内部可能有沉积间断存在，以及侏罗系内部经历了数次水文地质旋回。

表 2–7–12　克拉玛依油田侏罗系垂直剖面油田水化学变化比较表

地区	井号	井段 (m)	层位	水型	矿化度 (g／L)	Cl^- (mg／L)	SO_4^{2-} (mg／L)	rNa／rCl
一区	9 井	185.5～204	J_3q	$NaHCO_3$	4.53	869	1003	3.01
		508.5～533.5	J_1b	$NaHCO_3$	3.13	851	440	2.13
四区	27 井	420～431	J_1b	$NaHCO_3$	3.50	662	1331	2.54
		441～460	J_1b	$NaHCO_3$	1.84	896	28	1.11
五区	84 井	1044～1058	J_1s	$NaHCO_3$	6.65	2924	504	1.35
		1202～1214	J_1b	$NaHCO_3$	3.41	1277	99	1.61
	218 井	1440～1487	J_1b	$NaHCO_3$	9.74	5132	75	1.13
		1527～1534	J_1b	$NaHCO_3$	5.45	2412	103	1.36
八区	60 井	880～883	J_2t	$NaHCO_3$	10.27	2464	3181	2.30
		1014～1028	J_2s	$NaHCO_3$	8.62	4460	32	1.17
	8832 井	1675～1693.5	J_1b	$NaHCO_3$	29.85	16798	339	1.06
		1705～1737	J_1b	$NaHCO_3$	24.99	13968	258	1.08
九区	81 井	412～435	J_2x	$NaHCO_3$	11.56	6185	12	1.12
		530～531	J_1b	$NaHCO_3$	8.74	2933	29	1.82
	212 井	713.5～723.5	J_1b	$NaHCO_3$	16.20	6794	1304	1.40
		734.5～762.5	J_1b	$NaHCO_3$	14.75	6781	38	1.30
	检 180 井	1798～1817	J_1b	$NaHCO_3$	15.72	8048	428	1.17
		1827～1844.19	J_1b	$NaHCO_3$	9.90	4325	323	1.33
	检 181 井	1448～1465	J_1b	$NaHCO_3$	9.26	4290	81	1.32
		1505～1515	J_1b	$NaHCO_3$	6.07	1900	4.5	2.02



侏罗系油田水中普遍有硫化氢臭味，水中含硫化氢，是近代脱硫酸作用强烈的直接标志，三叠系及以下老地层油田水没有硫化氢臭味，是古代所进行脱硫酸作用造成的硫化氢已经散失，或与地层中的铁形成黄铁矿而消失。

(5) 白垩系油田水　仅有3个水分析资料，皆为下白垩统吐谷鲁组（K_1t）的，与侏罗系油田水相似，有硫化氢臭味（表2-7-13）。

表2-7-13　克拉玛依油田白垩系（K_1t）油田水化学资料表

地区	井号	井段 (m)	水型	矿化度 (g/L)	Cl^-	SO_4^{2-}	rNa/rCl
					(mg/L)		
四区	146	310~326	$NaHCO_3$	2.50	1042	26	1.25
六区	六浅2	142.5~150	Na_2SO_4	5.82	2304	1352	1.09
九区	占1	500~525	$NaHCO_3$	6.97	3588	2	1.18

白垩系油田水是近代下渗形成的。

(二) 百口泉油田水

百口泉油田西南邻接克拉玛依油田，东北邻接乌尔禾—风成城油田。油田水化学特征与相邻油田大部分相似。在百口泉油田北部，有新第三系和白垩系上部地层内的承压自流淡水，矿化度小于0.5克/升，受大气降水和白杨河水等的下渗补给，不属于油田水的范畴。此承压自流淡水在1965年出版的中国科学院编写的《新疆地下水》中已有详述，此处从略。现将百口泉油田各层系油田水自下而上分述如下。

1.石炭系油田水

全部都是$CaCl_2$型水，埋深最浅的百—乌28井1006~1042米矿化度最小，为7.4克/升，rNa/rCl最大，为0.993，CO_3^{2-}为90毫克/升，埋深最深的424井2744~3202米的矿化度为52~54克/升，CO_3^{2-}为0~11毫克/升，rNa/rCl为0.86~0.93。百—乌25井2084~2099米矿化度9.2克/升，CO_3^{2-}为0，rNa/rCl最小，为0.315，总的说石炭系的后期封闭条件是好的。

2.二叠系油田水

也全部是$CaCl_2$型水，矿化度变化也大，7~48克/升，rNa/rCl为0.23~0.94，CO_3^{2-}为6~282毫克/升，说明后期的封闭条件是好的。

3.三叠系油田水

自下而上可分4层组。

(1) 下三叠统百口泉组（T_1b）油田水　有两种水型：①$CaCl_2$型，矿化度6~16克/升，CO_3^{2-}为0~60毫克/升，rNa/rCl为0.89~0.95，数值较高，说明封闭条件次于石炭系和二叠系；②$NaHCO_3$型，矿化度2.5~7.0克/升，CO_3^{2-}为0~24毫克/升，rNa/rCl为1.02~1.23，是百口泉组油藏的边水；这一水性与克拉玛依油田八区至十区的侏罗系油藏边水相似，同为$NaHCO_3$型水，矿化度都不高，接近边水处油藏遭受氧化程度都较轻，说明百口泉油田三叠系油藏形成时期较晚，与克拉玛依油田侏罗系油藏形成时期相当。

$CaCl_2$ 型水呈弧岛状分布，说明后来的 $NaHCO_3$ 型水进入后，将原地的 $CaCl_2$ 型水大部分替换掉了。

(2) 中三叠统克下组（T_2k^1）油田水　主要为 $CaCl_2$ 型和 $NaHCO_3$ 型，个别为 $MgCl_2$ 型。$CaCl_2$ 型水矿化度 4.5～16.7 克／升，CO_3^{2-} 为 0～120 毫克／升，rNa／rCl 为 0.82～0.96，说明其封闭条件与百口泉组相当。$NaHCO_3$ 型水矿化度 3.5～11.9 克／升，CO_3^{2-} 为 0～114 毫克／升，rNa／rCl 为 1.08～1.90，说明其形成比百口泉组油田水晚一些；231 井 2151～2179 米为 4.4 克／升的 $MgCl_2$ 型水，CO_3^{2-} 为 6 毫克／升，rNa／rCl 为 0.998，是典型的混合水，由后期渗入的 $NaHCO_3$ 型水与原地的 $CaCl_2$ 型水混合造成的。

(3) 中三叠统克上组（T_2k^2）油田水　主要为 $NaHCO_3$ 型，个别为 $CaCl_2$ 型和 $MgCl_2$ 型。$NaHCO_3$ 型水矿化度 2.5～9.3 克／升，CO_3^{2-} 为 0～94 毫克／升，rNa／rCl 为 1.08～1.69，与克下组相似，是后期形成的。残留的 $CaCl_2$ 型水分布范围比百口泉组和克下组更小。百 31 井 1202.4～1246.8 米为 11.2 克／升的 $CaCl_2$ 型水，CO_3^{2-} 为 21.6 毫克／升，rNa／rCl 为 0.97。百 45 井 1004～1013 米为 10.4 克／升的 $MgCl_2$ 型水，CO_3^{2-} 为 60 毫克／升，rNa／rCl 为 0.986，是混合成因水。

(4) 上三叠统白碱滩组（T_3b）油田水　仅有百 51 井 1464～1529 米和百 52 井 1327～1341 米两个水样，皆为 $NaHCO_3$ 型，矿化度为 6.5～10.7 克／升，CO_3^{2-} 为 108～120 毫克／升，rNa／rCl 为 3.2～1.1，水型特点与上覆侏罗系八道湾组油田水相似。

4.侏罗系油田水

侏罗系油田水中只有下侏罗统八道湾组（J_1b）有水分析资料。八道湾组全为 $NaHCO_3$ 型，矿化度 5～13 克／升，CO_3^{2-} 为 18～138 毫克／升，rNa／rCl 为 1.02～3.19，说明侏罗系水的形成期比三叠系更新。

(三) 乌尔禾—风成城油田水

乌尔禾油田在西，风成城油田在东，但乌字号的井与风字号的井互相穿插，中间分界线不清，故将两油田的油田水合并叙述。本油田东边邻接夏子街油田，西南邻接百口泉油田。

风 3 井 3200～3249 米获得工业油流时作为“石炭系（C）”，后来被人改划为“下二叠统（P_1）”。层位时代变动太多。此处暂将原定的“石炭系”或后来的“下二叠统”统一为“石炭—二叠系（C_2—P_1），原定的二叠系夏子街组（P_2x）和乌尔禾组（P_2ur）合并为“二叠系（P）”。

1.石炭—二叠系油田水

几乎全部是高矿化度 $NaHCO_3$ 型水，只有风 2 井 3600～3604 米为 $CaCl_2$ 型水，矿化度 58.5 克／升，CO_3^{2-} 为 0，rNa／rCl 为 0.76，这是很古老的石炭—二叠系（C_2—P_1）封存水。高矿化度 $NaHCO_3$ 型水（30～150 克／升），具有以下几个显著的特征:

1）水中 CO_3^{2-} 含量极高，达 4400～37400 毫克／升，同时 HCO_3^- 含量也很高，达 1200～36000 毫克／升，与一般油田水或地下水中 CO_3^{2-} 含量低于 HCO_3^- 的特点相反。这种水大部分出现 CO_3^{2-} 含量比 HCO_3^- 高，而且高出很多，高 CO_3^{2-} 和高 HCO_3^- 含量使水中 Ca^{2+}、Mg^{2+}产生 $CaCO_3$、$MgCO_3$ 沉淀，使水中 Ca^{2+}、Mg^{2+}含量往往只有数十毫克／升，以致 Na^++K^+含量在水中阳离子总量中常占 98%至 99.5%以上。

2）在垂直剖面上，这种水的矿化度自上而下加大，同时 CO_3^{2-} 含量与 rNa／rCl 值也明显地自上而下加大（表 2-7-14）。

3）同一出水井段，矿化度随出水时间的延长而连续升高，也就是说水中的含盐量越来越大（表 2-7-15）。这一特点当时并不知道，并且试油时间不能拖得很长，故没有获得该



水的矿化度随时间延长而升高的极限值。风 15 井 3323～3350 米仅有一个水样，149.5 克／升还不可能是极限值或最后的数值。目前 149.5 克／升是西北缘所有油田水矿化度的最高值。

表 2-7-14　风成城油田石炭—二叠系（C_2—P_1）油田水化学资料表

井　号	井　段 (m)	水　型	矿化度 (g／L)	HCO_3^- (mg／L)	CO_3^{2-} (mg／L)	rNa／rCl
风 9 井	2847～2874	$NaHCO_3$	51.1	22963	5645	2.72
	3014.5～3023.5	$NaHCO_3$	99.7	6886	31598	2.82
风 12 井	1978.5～2010.5	$NaHCO_3$	50.4	6665	11916	2.27
	2705.5～2733.5	$NaHCO_3$	87.2	22963	23285	3.86
风 13 井	3318～3331	$NaHCO_3$	31.1	2895	3872	1.67
	3350～3378	$NaHCO_3$	77.0	9763	7500	1.62
风 15 井	3158～3173	$NaHCO_3$	129.6	15623	31548	2.33
	3323～3350	$NaHCO_3$	149.5	14287	39702	2.39
风古 1 井	1106～1110	$NaHCO_3$	49.7	12082	13200	3.38
	1307.74～1607.32	$NaHCO_3$	84.1	36002	18000	4.35

表 2-7-15　风成城油田石炭—二叠系（C_2—P_1）油田水化学随时间变化表

井　号	井　段 (m)	水　型	矿化度 (g／L)	HCO_3^- (mg／L)	CO_3^{2-} (mg／L)	rNa／rCl	取样日期
风 3 井	3200～3233	$NaHCO_3$	30.0	3509	5640	2.11	1981 年 12 月 23 日
	3243～3249	$NaHCO_3$	55.0	9489	9390	2.16	1982 年 4 月 23 日
	3200～3249	$NaHCO_3$	77.2	9885	14760	2.14	1982 年 8 月 6 日
		$NaHCO_3$	77.7	2319	19560	2.23	1982 年 8 月 7 日
风 6 井	3440～3456	$NaHCO_3$	84.4	10593	4444	1.38	1982 年 1 月 30 日
		$NaHCO_3$	95.6	9885	11040	1.58	1982 年 4 月 3 日
风 7 井	3526～3585	$NaHCO_3$	36.9	4515	6720	2.05	1983 年 12 月 8 日
		$NaHCO_3$	66.0	10410	11424	2.11	1982 年 12 月 27 日
风 308 井	3202.8～3384.5	$NaHCO_3$	72.8	6121	15423	2.14	1985 年 5 月 21 日
		$NaHCO_3$	96.5	17940	23990	3.03	1985 年 5 月 26 日
乌 40 井	3203～3224	$NaHCO_3$	57.7	970	1248	1.10	1982 年 10 月 23 日
		$NaHCO_3$	66.7	2947	2622	1.18	1982 年 10 月 31 日
		$NaHCO_3$	80.5	6590	6060	1.35	1982 年 12 月 5 日

4）风 3 井和乌 40 井的高矿化度、高 CO_3^{2-} 的 $NaHCO_3$ 型水，具有底水性质，常常油

水同出；原油相对密度不高，不超过0.89。并有很高的压力，已上窜到二叠系（乌7井、乌8井、风6井和风23井）和三叠系（乌17井）中去。这种水埋藏深度比已发现的变质程度最高的$CaCl_2$型水还要深，但在石炭系、二叠系、三叠系中形成的时间比同层位内$CaCl_2$型水的形成还要晚。

5）在风成城油田和克拉玛依油田九区的高矿化度、高CO_3^{2-}含量的$NaHCO_3$型水中，硼（B）含量高达1500～2000毫克／升以上（表2-7-16）。据前苏联学者苏林的介绍，硼在$CaCl_2$型水中含量低，而在$NaHCO_3$型水中含量可达300～500毫克／升，最大达1000毫克／升。准噶尔盆地西北缘中高矿化度、高CO_3^{2-}含量的$NaHCO_3$型水出现硼含量达2000毫克／升以上，可称为世界第一，但何以如此，有待进一步研究。

表2-7-16　西北缘油田高硼含量的油田水资料表

地区	井号	井段 (m)	层位	水型	矿化度 (g／L)	HCO_3^- (mg／L)	CO_3^{2-}	HBO_2^-	折算硼含量 (mg／L)
乌尔禾—风成城油田	风13井	3350～3378	C—P	$NaHCO_3$	77.0	9763	7500	9446.71	2330.5
	风3井	3200～3249	C—P	$NaHCO_3$	77.2	9885	14760	7185.81	1772.8
	乌40井	3203～3224	C—P	$NaHCO_3$	62.3	2459	1830	1454.69	358.9
克拉玛依油田九区	426	1878～1908	C	$NaHCO_3$	53.2	8055	3120	3882	957.7

2.二叠系油田水

有$CaCl_2$、$NaHCO_3$和Na_2SO_4三种水型。

（1）$CaCl_2$型水　在风3井、风8井、风18井、乌40井出现，矿化度9.3～16.3克／升，CO_3^{2-}为0，rNa／rCl为0.545～0.85。说明封闭条件较好，封闭时间较长，形成时间早。

（2）$NaHCO_3$型水　皆为高矿化度、高CO_3^{2-}的$NaHCO_3$型水；在风6井、风23井、乌17井出现。矿化度56～94克／升，CO_3^{2-}为4500～12660毫克／升，rNa／rCl为1.29～2.61，是从深层上来的。

（3）Na_2SO_4型水　在乌8井2594～2606米、2971.5～3010米出现。矿化度分别为10.6、82.6克／升，CO_3^{2-}为6、48毫克／升，rNa／rCl为1.08、1.003。为混合型水，由外来的$NaHCO_3$型水与原地的$CaCl_2$型水混合造成。

3.三叠系油田水

（1）下三叠统百口泉组（T_1b）油田水　只有乌20井和乌11井有资料，皆为$NaHCO_3$型，矿化度分别为4.0和13.7克／升，CO_3^{2-}为0，rNa／rCl为1.2和1.8。是后期成因。

(2) 中三叠统克下组（T_2k^1）油田水　主要为 $CaCl_2$ 型和 $NaHCO_3$ 型，局部为 Na_2SO_4 型。

$CaCl_2$ 型水在乌 1 井、乌 9 井、乌 21 井出现，矿化度 6.5～20.4 克／升，CO_3^{2-} 为 0～60 毫克／升，rNa／rCl 为 0.82～0.98，封闭条件或封闭时期之长比下伏二叠系稍逊。

$NaHCO_3$ 型水有两种，在乌 5 井、乌 10 井、乌 20 井、132 井出现的水，矿化度 3.9～10.4 克／升，CO_3^{2-} 为 0～144 毫克／升，rNa／rCl 为 1.07～1.34；在乌 16 井、乌 17 井出现的水，矿化度分别为 23.1、85.6 克／升，CO_3^{2-} 为 583、9404 毫克／升，rNa／rCl 为 1.5、2.4。后者为深层高矿化度、高 CO_3^{2-} 的 $NaHCO_3$ 型水上升而来；前者是后期，特别是三叠纪末的侵蚀剥蚀、三叠系封闭条件变坏以后，遭渗入水多次交替所致，油藏氧化程度严重。

142 井克下组为 Na_2SO_4 型水，矿化度 12.2 克／升，CO_3^{2-} 为 94 毫克／升，rNa／rCl 为 1.2，SO_4^{2-} 含量高达 1702 毫克／升。

(3) 中三叠统克上组（T_2k^2）油田水　乌 10 井和乌 16 井的克上组皆为 $NaHCO_3$ 型水，矿化度分别为 5.2 和 21.7 克／升，CO_3^{2-} 为 120 和 58 毫克／升，rNa／rCl 为 1.16 和 1.06，这两种不同的 $NaHCO_3$ 型水与克下组的情况相似。

4.侏罗系油田水

(1) 下侏罗统八道湾组（J_1b）油田水　全为 $NaHCO_3$ 型，矿化度 3.7～13 克／升，其中以 10～13 克／升为多，CO_3^{2-} 为 0～713 毫克／升，rNa／rCl 为 1.06～1.36，rSO_4／rCl 低，为 0.002～0.02，有强烈的脱硫酸作用和硫化氢臭味；原油多为稠油。乌 31 井 649～659 米的八道湾组水的矿化度 3.7 克／升，rNa／rCl 为 1.29，是近代渗入水。

(2) 下侏罗统三工河组（J_1s）油田水　132 井 788～827 米三工河组水矿化度 10.0 克／升，CO_3^{2-} 为 126 毫克／升，rNa／rCl 为 1.11，是后期形成的。

5.白垩系油田水

137 井井深 166 米的下白垩统吐谷鲁组（K_1t）的水为 $NaHCO_3$ 型。矿化度 3 克／升，CO_3^{2-} 为 9 毫克／升，rNa／rCl 为 1.61，rSO_4／rCl 高，为 0.63，是近代渗入水。

（四）夏子街油田水

夏子街油田位于乌尔禾—风成城油田东北，油气产层主要为侏罗系和三叠系，石炭系试油为干层，没有水分析资料。二叠系和白垩系试油很少，水分析资料极少。

1.二叠系油田水

夏 22 井 1788～1821 米二叠系为含油水层，$NaHCO_3$ 型水，矿化度 10.7 克／升，CO_3^{2-} 为 345 毫克／升，rNa／rCl 为 1.09，与克拉玛依油田克下组的 $NaHCO_3$ 型水相当。

2.三叠系油田水

(1) 下三叠统百口泉组（T_1b）油田水　夏 9 井、夏 16 井和夏 35 井的百口泉组埋深较大，为 1840～2069 米，但水的矿化度都很低，仅有 3.5～4.7 克／升，$NaHCO_3$ 型，CO_3^{2-} 为 0～83 毫克／升，rNa／rCl 为 1.1～1.2，可能在百口泉组成岩后，受过古淋滤水冲刷，以致岩层中盐分减少，矿化度变低；后期进入封闭，封闭时期又不长。

(2) 中三叠统克下组（T_2k^1）油田水　全为 $NaHCO_3$ 型水，矿化度都不高，为 3.3～5.7 克／升，CO_3^{2-} 为 0～96 毫克／升，rNa／rCl 为 1.02～1.27。夏 16 井的克下组水与百口泉组比较（表 2-7-17），矿化度和 rNa／rCl 都高。说明百口泉组沉积末期遭受冲刷淡化，矿化度低，但形成期比克下组的水早，故 rNa／rCl 低。

表 2-7-17　夏 16 井三叠系水化学资料表

井号	井段 (m)	层位	水型	矿化度 (g/L)	Cl^- (mg/L)	CO_3^{2-}	rNa/rCl
夏 16 井	1550～1560	T_2k^2	$NaHCO_3$	4.45	2234	119	1.18
	1734～1760	T_2k^1	$NaHCO_3$	5.70	2694	98	1.27
	1955～1978	T_1b	$NaHCO_3$	4.69	2528	83	1.10

(3) 中三叠统克上组（T_2k^2）油田水　比百口泉组和克下组复杂，主要为矿化度差异较大的 $NaHCO_3$ 型水。夏 37 井 1576～1592 米有残留下来的，矿化度 6.7 克/升的 $CaCl_2$ 型水，CO_3^{2-} 为 9 毫克/升，rNa/rCl 为 0.983。夏 30 井 1228～1238 米有混合成因的 $MgCl_2$ 型水，矿化度 9.1 克/升，CO_3^{2-} 为 0，rNa/rCl 为 0.983。夏 57 井 1479.5～1491.5 米有混合成因的 Na_2SO_4 型水，矿化度 8.2 克/升，CO_3^{2-} 为 58 毫克/升，rNa/rCl 为 1.01。$NaHCO_3$ 型水矿化度 2.4～20 克/升，其中夏 8 井、夏 9 井、夏 11 井、夏 13 井、夏 16 井、夏 34 井、夏 52 井矿化度低，2.4～5.6 克/升，CO_3^{2-} 为 14～300 毫克/升，rNa/rCl 为 1.07～1.73。这些井克上组与克下组的水化学剖面正常，矿化度自上而下加大，说明三叠纪末期古地表水的侵入交替深度包括了克上组和克下组，其交替作用强烈，不利于夏子街地区大面积三叠系工业油藏完整的保存。象残留的 $CaCl_2$ 型水一样，三叠系油藏是残留的。夏 17 井、夏 21 井和夏 25 井的 $NaHCO_3$ 型水矿化度 15～20 克/升，CO_3^{2-} 为 48～120 毫克/升，rNa/rCl 为 1.03～1.13。由于下伏百口泉组和克下组 $NaHCO_3$ 型水的矿化度都未超过 6 克/升，所以克上组及八道湾组矿化度较高的 $NaHCO_3$ 型水难以用深层水上升来解释。夏 18 井、夏 27 井、夏 53 井和夏 58 井，克上组为 6.2～12.3 克/升的 $NaHCO_3$ 型水，CO_3^{2-} 为 112～282 毫克/升，rNa/rCl 为 1.03～1.17，介于前两种 $NaHCO_3$ 型水之间。

3.侏罗系油田水

夏子街油田侏罗系油田水的化学性质比下伏三叠系复杂。

(1) 下侏罗统八道湾组（J_1b）油田水　夏子街油田八道湾组油田水与克拉玛依油田、百口泉油田、乌尔禾—风成城油田的八道湾组不同的是：不仅有 $NaHCO_3$ 型水，还有 $CaCl_2$ 型和 $MgCl_2$ 型水。

1) $CaCl_2$ 型水：在夏 19 井、夏 20 井、夏 24 井和夏 47 井出现，矿化度 7.8～13.9 克/升，CO_3^{2-} 为 0～119.6 毫克/升，rNa/rCl 为 0.91～0.96，变质程度较三叠系 $CaCl_2$ 型水要轻，故形成期比三叠系 $CaCl_2$ 型水要晚，但封闭条件好。克上组的 $CaCl_2$ 型水（夏 37 井）与此井西面八道湾组的 $CaCl_2$ 型水（夏 20 井、夏 24 井）、东面八道湾组的 $CaCl_2$ 型水（夏 19 井、夏 47 井）连成了一条东西向的 $CaCl_2$ 型水条带，夏子街油田已发现的各层工业油气藏皆在此条南侧，而北侧尚未发现油气藏，北侧是现代地下水的入侵来向，这一 $CaCl_2$ 型水条带所指示的封闭作用是有价值的。

2) $MgCl_2$ 型水：在邻近 $CaCl_2$ 型水条带的夏 23 井、夏 26 井和夏 27 井出现，矿化度 11～16 克/升，CO_3^{2-} 为 24～48 毫克/升，rNa/rCl 为 0.993～0.998，是混合成因水，后期水侵入时对原油氧化形成稠油。

3）$NaHCO_3$型水：夏子街油田大多数井，八道湾组油田水为$NaHCO_3$型，并为油水同层。矿化度3.8～12.6克／升，CO_3^{2-}为0～240毫克／升，rNa／rCl为1.01～1.53，说明这些$NaHCO_3$型水不是一次形成的，即地层水的交替作用不止一次。由此推测夏子街油田八道湾组油气藏的形成期也可能不止一次。

（2）中侏罗统西山窑组（J_2x）油田水　夏24井1164～1170米西山窑组的水为$NaHCO_3$型，矿化度8.3克／升，rNa／rCl为1.06，与八道湾组中有些$NaHCO_3$型水是一致的。

4.白垩系油田水

夏24井和夏19井的下白垩统吐谷鲁组（K_1t）中水为$NaHCO_3$型，矿化度分别为8.0和9.6克／升，CO_3^{2-}为120毫克／升，rNa／rCl为1.37和1.32。此水形成更新，但矿化度不低，是属于地下水交替边缘带。

（五）红山嘴油田水

红山嘴油田北接克拉玛依油田，南接车排子油田，水化学变化复杂。现将红山嘴油田分成西北部（红22井、红23井连线西北）、中部（西北部与东部之间）和东部（红—车断裂以东）三部分来叙述。

1.石炭系油田水

西北部无水分析资料。中部石炭系油田水皆为$CaCl_2$型，矿化度7.4～14.5克／升，CO_3^{2-}大部为0，个别为35～37毫克／升，rNa／rCl为0.31～0.92。东部也全为$CaCl_2$型，矿化度5～47克／升，CO_3^{2-}全为0，rNa／rCl为0.24～0.91。从矿化度和rNa／rCl看，可认为石炭系在沉积成岩以后，曾遭受古淋滤水的冲刷淡化。在二叠纪或三叠纪以后进入封闭状态，rNa／rCl降低，CO_3^{2-}为0，形成矿化度不高的$CaCl_2$型水。东部拐147井区，石炭系也受到古淋滤水的冲刷淡化，为矿化度仅5.2～6.2克／升的$CaCl_2$型水。向南的拐149井区，石炭系封闭条件较好，矿化度较高，为12.2～28.8克／升，rNa／rCl值低，为0.23～0.48。

2.二叠系油田水

二叠系地层仅在中部的东端和东部出现。试油资料少，仅红70井2602.6～2613.6米，二叠系有矿化度11.5克／升的$CaCl_2$型水，CO_3^{2-}为62毫克／升，rNa／rCl为0.832，不如邻井红39井的克下组封闭条件好。在二叠纪末，红山嘴地区二叠系沉积缺失或受到剥蚀，有古淋滤水的冲刷作用。

3.三叠系油田水●

（1）西北部　西北部的克下组和克上组的水化学特征相似，全为$NaHCO_3$型水，矿化度7～12克／升，CO_3^{2-}为0～720毫克／升，rNa／rCl为1.01～1.60，油气藏封闭条件较差。72井的白碱滩组（T_3b）为矿化度8.4克／升的$NaHCO_3$型水，CO_3^{2-}为0，rNa／rCl为1.34。rSO_4／rCl较高，为0.07，说明有后期渗入水的交替作用。

（2）中部　中部水变化复杂，水型多，呈交错状分布。

1）克下组（T_2k^1）油田水：

①$CaCl_2$型水矿化度8.7～20.9克／升，CO_3^{2-}大部为0，部分为30～60毫克／升，rNa／rCl为0.64～0.99，$CaCl_2$型水大面积分布在中部的东南。其中夹红29井克下组的

●杨成美等，1960，准噶尔盆地红山嘴地区综合研究报告。

$NaHCO_3$ 型水（矿化度 16.1 克／升，CO_3^{2-} 为 0，rNa／rCl 为 1.04）。中部的西边，$CaCl_2$ 型水呈弧岛状分布在 $MgCl_2$ 型和 $NaHCO_3$ 型水分布区内。

②$MgCl_2$ 型水在西边呈大面积分布，矿化度 11.8～16.9 克／升，CO_3^{2-} 大部分为 0，一部分 36～180 毫克／升，rNa／rCl 为 0.967～0.996，呈古混合水的特征。

③$NaHCO_3$ 型水在西边呈大面积分布，矿化度 7.7～20.2 克／升，CO_3^{2-} 为 0～360 毫克／升，rNa／rCl 为 1.002～1.38。

④水样很少的 Na_2SO_4 型水，矿化度 6.7～11.7 克／升，CO_3^{2-} 为 33～63 毫克／升，rNa／rCl 为 1.005～1.02；分布不规则，在红 37 井、红 55 井和红 72 井出现。

2）克上组（T_2k^2）油田水：

①$CaCl_2$ 型水数量较少，矿化度 10～13 克／升，CO_3^{2-} 大部为 0，个别 15 毫克／升，rNa／rCl 为 0.87～0.93，零星分布在东南边。

②$MgCl_2$ 型水数量更少，矿化度 10～12 克／升，CO_3^{2-} 为 0，rNa／rCl 为 0.952～0.994，分布不规则，是古混合水。

③$NaHCO_3$ 型水分布广泛，矿化度 8～16 克／升，大多 11～13 克／升，CO_3^{2-} 为 0～300 毫克／升，rNa／rCl 为 1.003～1.386，大多 1.02～1.12。

④Na_2SO_4 型水数量很少，矿化度 11～12 克／升，CO_3^{2-} 为 0～66 毫克／升，rNa／rCl 为 1.001～1.002，具古混合水特征。

(3) 东部:

1）克下组油田水全为 $CaCl_2$ 型，矿化度 11.5～19.2 克／升，CO_3^{2-} 大部分为 0，个别 45 毫克／升，rNa／rCl 为 0.60～0.81，封闭条件是好的。

2）克上组油田水，红 3 井克上组下部（2350～2355 米）为 $CaCl_2$ 型水，矿化度 11.8 克／升，CO_3^{2-} 为 4.5 毫克／升，rNa／rCl 为 0.91；克上组上部（2283～2287 米）为 $MgCl_2$ 型水，矿化度 15.6 克／升，CO_3^{2-} 为 12.6 毫克／升，rNa／rCl 为 0.997。拐 148 井和拐 150 井为 $CaCl_2$ 型水，矿化度 9.7～11.7 克／升，CO_3^{2-} 为 0，rNa／rCl 为 0.75～0.93，封闭较好，拐 147 井克上组为 $NaHCO_3$ 型水，矿化度 9.4 克／升，CO_3^{2-} 为 0，rNa／rCl 为 1.17。

总的来说，红山嘴油田三叠系在古水文地质史上受西北缘露头区和西南部车排子高地古渗入水的影响，形成了大量的 $MgCl_2$ 型水和 Na_2SO_4 型水，属混合型。$CaCl_2$ 型水多分布在东南隅，克下组的分布范围比克上组大，克下组的 rNa／rCl 值比克上组低，说明克下组的封闭条件比克上组好，东部的封闭条件比中部、西北部好。由于断裂发育，古封存水（$CaCl_2$ 型）、古渗入水（$NaHCO_3$ 型）和古混合水（$MgCl_2$ 型和 Na_2SO_4 型）的分布交错复杂。

4.侏罗系油田水

(1) 下侏罗统八道湾组（J_1b）油田水　绝大多数为 $NaHCO_3$ 型，极少为 $CaCl_2$ 型和 $MgCl_2$ 型。$CaCl_2$ 型水见于红 5 井和红 110 井，矿化度 10～14 克／升，CO_3^{2-} 为 0～30 毫克／升，rNa／rCl 为 0.95～0.98，形成期较三叠系 $CaCl_2$ 型水晚。$MgCl_2$ 型水见于红 4 井，矿化度 13.2 克／升，CO_3^{2-} 为 62.4 毫克／升，rNa／rCl 为 0.95。$NaHCO_3$ 型水数量最多，分布广泛，矿化度变化大，2.8～18 克／升，大部分 6～14 克／升，CO_3^{2-} 为 0～847 毫克／升，大部分 0～140 毫克／升，rNa／rCl 为 1.04～2.59，大部分 1.1～1.7；$NaHCO_3$ 型水中矿化度最小的在北边 300 井 552.5～557.5 米内，2.8 克／升，CO_3^{2-} 为 146 毫克／升，rNa／rCl 为 1.64。红山嘴油田侏罗系中曾产出一种特殊的原油，不需提炼可直接作润滑用



的机油，而侏罗系水化学也有特殊现象，如矿化度最高的红浅9井716～726米内，矿化度18克／升，CO_3^{2-}为75毫克／升，rNa／rCl为1.68。但水中HCO_3^-含量高达8110毫克／升，比Cl^-含量6523毫克／升还高得多，是很特殊的。又如红浅8井543.6～553.6米内，矿化度4.7克／升，CO_3^{2-}为0，rNa／rCl为2.59，是红山嘴油田八道湾组$NaHCO_3$型水中最高者。水中SO_4^{2-}含量1536毫克／升，比Cl^-含量967毫克／升和HCO_3^-含量948毫克／升还要高，也是很特殊的。其余八道湾组$NaHCO_3$型水中，SO_4^{2-}含量是低的，rSO_4／rCl值绝大多数小于0.01，有强烈的脱硫酸作用和硫化氢臭味。

(2) 中侏罗统西山窑组（J_2x）油田水　在西北部72井和红54井中，西山窑组水为$NaHCO_3$型，矿化度6.3～10.1克／升；CO_3^{2-}为144～285毫克／升，rNa／rCl为1.23～1.54。红54井SO_4^{2-}高达909毫克／升，rSO_4／rCl高0.14，可能与含煤层有关。水的封闭性较差，形成较新。

(3) 上侏罗统齐古组（J_3q）油田水　全为$NaHCO_3$型，矿化度4～11克／升，CO_3^{2-}为75～706毫克／升，rNa／rCl为1.16～2.63，大多数为1.3～1.6，封闭条件比八道湾组更差，水的形成比八道湾组更新。

5.白垩系油田水

下白垩统吐谷鲁组（K_1t）水主要为$NaHCO_3$型，矿化度5.1～6.7克／升，CO_3^{2-}为72～282毫克／升，rNa／rCl为1.15～1.34，形成较新，封闭较差。红浅3井157～168米的吐谷鲁组中水的矿化度为6.7克／升，Na_2SO_4型，CO_3^{2-}为291毫克／升，rNa／rCl为1.11，SO_4^{2-}为446毫克／升，rSO_4／rCl为0.1，是地表渗入成因，不是混合水。白垩系水化学特征，反映处于水交替迟缓带上，边缘的稠油氧化带阻缓了水的渗入交替作用。

（六）车排子油田水❶

车排子油田位于红山嘴油田以南。石炭系与二叠系之间分层不一致，除车浅15井石炭系外，其余的石炭系与二叠系合并为石炭—二叠系（C—P）。

1.石炭系（C）油田水

在断裂上盘的车浅15井，白垩系直接覆盖在石炭系之上，该井上层石炭系（421～435米）为矿化度7.7克／升的$NaHCO_3$型水，CO_3^{2-}为181毫克／升，rNa／rCl为1.007，是渗入交替混合水；下层石炭系（578～604米），为矿化度10.2克／升的$CaCl_2$型水，CO_3^{2-}为9.5毫升／升，rNa／rCl为0.95，也受到一些渗入交替作用，但水型尚未转变。

2.石炭—二叠系（C—P）油田水

绝大多数为$CaCl_2$型水，矿化度8.3～35.5克／升，多为10～16克／升，CO_3^{2-}绝大多数为0，个别为11毫克／升，rNa／rCl为0.34～0.97，大多为0.5～0.7。说明石炭—二叠系封闭时期长，封闭条件好，是油藏形成后同时封闭保存下来的。

在石炭—二叠系的垂直剖面上，rNa／rCl值向下减小（表2-7-18），说明下部的封闭条件更好。车35井石炭—二叠系上层为$MgCl_2$型和$NaHCO_3$型，可能是由古渗入水交替混合造成。下层的rNa／rCl低，封闭条件好。车47井2689～2704.1米石炭—二叠系的$CaCl_2$型水，矿化度最高，35.4克／升，CO_3^{2-}为11.4毫克／升（其他所有$CaCl_2$型水CO_3^{2-}皆为0），SO_4^{2-}含量最低，0.82毫克／升，rSO_4／rCl极低，为0.00003，说明脱硫酸作用强烈和彻底。rNa／rCl很低，仅为0.35，说明封闭程度很好。总的来说车排子地区石

❶张淑琼，1991，准噶尔盆地西北缘车排子地区油气水研究。

炭—二叠系的封闭条件好，应在其中寻找古构造圈闭和古地层圈闭的油气藏。

表 2-7-18　车排子油田石炭—二叠系（C—P）水化学资料表

井号	井段 (m)	水型	矿化度 (g／L)	Cl^- (mg／L)	CO_3^{2-} (mg／L)	rNa／rCl
车 9 井	935～965	$CaCl_2$	13.2	7676	0	0.97
	1046～1066	$CaCl_2$	14.8	8910	0	0.76
车 16 井	1827～1844	$CaCl_2$	23.1	13967	0	0.52
	1950～1974	$CaCl_2$	22.6	13786	0	0.50
车 33 井	1415～1448	$CaCl_2$	8.3	5087	0	0.72
	1460～1490	$CaCl_2$	10.3	6275	0	0.71
车 35 井	1364～1380	$MgCl_2$	11.9	6549	0	0.9996
	1396.8～1407.8	$NaHCO_3$	11.0	5872	0	1.042
	1809～1829	$CaCl_2$	11.3	6736	0	0.542

3.三叠系油田水

资料很少，仅见于车 11 井（表 2—7—19），皆为 $CaCl_2$ 型水。克下组的矿化度比克上组小，可能克下组沉积末期有古地表水的冲刷淡化作用，但后期转入封闭后的封闭条件较好。如车 11 井克上组为气层含水，封闭状态好。

表 2—7—19　车 11 井水化学资料表

井号	井段 (m)	层位	水型	矿化度 (g／L)	Cl^- (mg／L)	CO_3^{2-} (mg／L)	rNa／rCl	rSO_4／rCl
车 11 井	1916～1925	J_1b	$CaCl_2$	19.9	11924	0	0.70	0.005
	1939～1953	J_1b	$CaCl_2$	16.9	10140	0	0.67	0.006
	2038～2042	T_2k^2	$CaCl_2$	24.3	14607	0	0.77	0.014
	2077～2088	T_2k^1	$CaCl_2$	17.0	10069	0	0.69	0.007

4.侏罗系油田水

（1）下侏罗统八道湾组（J_1b）油田水　全为 $CaCl_2$ 型，是车排子油田水的一个特点。矿化度 9.8～19.9 克／升，CO_3^{2-} 为 0，rNa／rCl 为 0.67～0.91，封闭条件较好；rSO_4／rCl 为 0.001～0.013，普遍较低，有脱硫酸作用。八道湾组中普遍有油气存在。

（2）上侏罗统齐古组（J_3q）油田水　全为 $NaHCO_3$ 型水，矿化度 7.5～15.5 克／升，

CO_3^{2-} 为 0～466 毫克／升，rNa／rCl 为 1.06～1.34，形成较新。车 2 井在 3172.25～3205.08 齐古组测试，获得工业油流含水，出水层井段为 3182～3205 米，为油藏底水。第一个水样是 1985 年 11 月 8 日取得，矿化度 15.3 克／升，CO_3^{2-} 高，466 毫克／升，rNa／rCl 为 1.25；第二个水样 1985 年 11 月 9 日取得，矿化度降为 11 克／升，CO_3^{2-} 为 175 毫克／升，rNa／rCl 为 1.24，与八道湾组 $CaCl_2$ 型水显著不同；排除了"车 2 井齐古组的油来自八道湾组"的说法。

5.白垩系油田水

下白垩统吐谷鲁组（K_1t）油田水资料不多，但水型复杂（表 2-7-20），可能是深层 $CaCl_2$ 型水上升，与上面的 $NaHCO_3$ 型水混合形成多种水型。矿化度比较高，深层的油气藏在一定条件下与 $CaCl_2$ 型水共同上升，运移到白垩系中形成次生油藏的可能性是存在的。

表 2-7-20　车排子油田白垩系吐谷鲁组(K_1t)水化学资料表

井　号	井　段 (m)	水　型	矿化度 (g／L)	Cl^- (mg／L)	CO_3^{2-} (mg／L)	rNa／rCl	rSO_4／rCl
车浅 4 井	984～1008	Na_2SO_4	13.3	7420	0	1.004	0.004
车 9 井	584～604	$NaHCO_3$	11.3	5783	0	1.13	0.056
车 10 井	3203.5～3213.5	$NaHCO_3$	16.1	7644	250	1.22	0.151
车 51 井	2227～2243	$MgCl_2$	10.3	5906	0	0.90	0.013

第四节　地 热 资 源

新疆的地热资源评价尚无正式研究成果，现将有关地热的一些资料介绍如下。

一、温泉

（一）温泉的分布

新疆的温泉，当地老乡称为"阿尔善"或"阿拉散"。因此，凡在地图上有"阿尔善"或"阿拉散"地名的地方，就有温泉存在。

准噶尔盆地的温泉，分布于盆地边缘和外围山地，以盆地西南边的乌鲁木齐至温泉县一带最多；其次为东北边的阿尔泰山区。现将有水温和流量资料的一部分温泉列于表 2-7-21。

（二）各温泉的地质条件❶

水磨沟温泉是沿妖魔山大断层上升，出露于妖魔山背斜的上二叠统芦草沟组（P_2l）的油页岩层中，有浓烈的硫化氢味，已建立温泉疗养院。

❶新疆地震局水文组，1977，呼图壁—伊宁地区温泉踏勘小结。



表 2-7-21　准噶尔盆地与外围山区部分温泉资料表

编号	温泉名称	地理位置	出露海拔 (m)	泉眼数	水温 (℃)	流量 (L/s)	矿化度 (g/L)	pH	水型	氟 (mg/L)	硫化氢 (mg/L)	氡 (埃曼)
1	乌鲁木齐水磨沟温泉	乌鲁木齐市水磨沟东 300m 水泥厂附近	820	1	27～28	5.96	6.81		HCO_3^--Cl^--Na^+		180	
2	呼图壁温泉	呼图壁河中游西岸白杨河沟口之南	1400	>10	32～35.8	>2	0.44	7.25	Cl^--Na^+		6.4	0～0.47
3	沙湾温泉	沙湾乡金钩河电站以南	1750	4	46～52	>10	0.48	8.05	SO_4^{2-}-HCO_3^--Na^+		21.92	0～0.89
4	乌苏南温泉	乌苏城南 35km 的阿尔善	1780	1	35～37	1	0.54	7.2	SO_4^{2-}-Na^+			61.6
5	尼勒克孟克德温泉	尼勒克县喀什河北至孟克德萨依 10km 处	2200	1	35	<1	0.31	7.2	SO_4^{2-} HCO_3^--Na^+			5.39
6	尼勒克阿尔善萨依温泉	尼勒克县喀什河北至阿尔善萨依 20km 处	2500	2	40	3	0.24	7.5	SO_4^{2-}-HCO_3^--Na^+			21.67



续表 2-7-21

编号	温泉名称	地理位置	出露海拔 (m)	泉眼数	水温 (℃)	流量 (L/s)	矿化度 (g/L)	pH	水型	氟 (mg/L)	硫化氢 (mg/L)	氡 (埃曼)
7	尼勒克巴勒尕依铁温泉	尼勒克县军马场北巴勒尕依铁沟至公路 10km 处	1800	1	41～42.5	1～2	0.47	7.8	$SO_4^{2-}-Cl^--Na^+$			8.16
8	温泉城北温泉	温泉城北 2km,博尔塔拉河南岸小山包下	1300	>10	32～48	10～15	0.86	8.35	$SO_4^{2-}-HCO_3-Na^+-Ca^{2+}$		1.01	6～8
9	克拉玛依柯克塔尔温泉	克拉玛依市北 65km,柯克塔尔河南岸	665	5～6	32～27	>1	1.16～1.32		$SO_4^{2-}-Cl^--Na^+$			
10	富蕴阿拉散温泉	富蕴县北喀拉额尔齐斯河上游东北岸卓路特支流阿拉散河	1550	1	48	50	0.25	7.8	$HCO_3^--SO_4^{2-}-Na^+$	7.5	高	
11	富蕴库木阿拉散温泉	富蕴县北喀拉额尔齐斯河上游库木阿拉散支流	1690	1	32	15	0.18	8.4	$HCO_3^--SO_4^{2-}-Na^+$	1.7	高	
12	富蕴巴利尔斯温泉	富蕴县北喀拉额尔齐斯河上游支流巴利尔斯河	1500	2	45	0.96	0.28	7.3	$HCO_3^--SO_4^{2-}-Na^+$	10.0	高	
13	富蕴沃萨依阿拉散温泉	富蕴县北喀依尔提河上游阿拉散支流	2000	1	32	1.2	0.19	6.8	$HCO_3^--SO_4^{2-}-Na^+$	1.6		

呼图壁温泉出露于由石炭系深灰色火山凝灰岩、凝灰角砾岩构成的背斜轴部，断裂发育，岩石破碎，泉水无色透明，有大量气体冒泡涌出，有硫化氢味。

沙湾温泉出露于石炭系灰绿色、灰黑色凝灰质粉砂岩夹砂砾岩的裂隙中，附近发育一系列压扭性断裂和张扭性断裂。岩石破碎，泉水无色透明，泉眼涌砂冒泡，有大量具硫磺味的气体逸出，为断裂上升泉。当地医院已辟为浴池。泉水流量受地震影响变化显著。如 1976 年 9 月，附近发生 4.8 级地震，1 号浴池水量减少 70%；2 号浴池水量也减少，水温降低，硫磺味增大；3 号浴池水量显著增多。

乌苏南温泉，出露于花岗岩体的北部边缘，花岗岩体内断裂、节理、破碎带十分发育。温泉北侧有清水河—温泉大断裂通过。断裂北盘为三叠—侏罗系的泥质粉砂岩夹砂岩、泥岩和页岩等。泉眼涌砂冒泡，为断层裂隙上升泉，温泉附近 100 米，有独山子油矿疗养院建凿的热水井。

孟克德温泉出口处为坡积层，植被覆盖，附近为志留系灰黑色绢云母岩、石英片岩、深灰色大理岩。有 4 条压扭性断裂通过。泉眼涌砂冒泡，有微含硫磺味的少量气体逸出，为断层裂隙上升泉。

阿尔善萨依温泉，出露于阿尔桑萨依河东的大片花岗岩体南部边缘，植被覆盖。温泉南可能有一条断裂，泉眼涌砂冒泡，有微含硫磺味的气体逸出，为构造裂隙上升泉。

巴勒尕依铁温泉，出露于石炭系肉红色、灰绿色集块岩，凝灰岩等喷发岩和花岗岩体的接触带。花岗岩体破碎，温泉南有一条断裂，温泉从走向为 NE63° 和 SE172° 的两组裂隙中呈片状流出。泉眼有少量气体逸出，是构造裂隙上升泉。

温泉城北温泉，出露于石炭系深灰色细砂岩、粉砂岩。泉口附近夹有肉红色硅质岩，岩石破碎，有断层的痕迹。温泉沿东西方向有十多处出口，从西向东，水温由低变高，泉眼涌砂冒泡，有大量硫磺味的气体逸出。为断层裂隙上升泉。

柯克塔尔温泉出露于花岗岩体边缘，附近有火成岩、变质岩分布。花岗岩体裂隙发育。有 5～6 个泉眼。1961 年水温 32℃，矿化度 1.16 克／升，1962 年水温 29℃，1964 年水温 27℃，矿化度 1.32 克／升，每年夏季有很多老乡来此用泉水治病。

阿拉散温泉出露于花岗岩与上奥陶统片麻岩的断裂带上。泉眼冒泡，有强烈硫化氢味。流量稳定，为断层裂隙上升泉。可治疗多种疾病，被当地哈萨克族居民奉为“神泉”。矿化度低，但含氟量高。

库木阿拉散温泉，出露条件同上述阿拉散温泉。泉眼冒泡，有强烈硫化氢味，水温和含氟量相对前者较低。

巴利尔斯温泉出露于两组断裂交切带上，出露岩性同上述阿拉散温泉，水温和含氟量高，但矿化度低。据称可治风湿病、胃病、皮肤病、关节炎等疾病。每年方圆数百里内有上万人来沐浴、治疗。

沃萨依阿拉散温泉出露于斑状二云母花岗岩与中奥陶统片麻岩的接触带上。附近有数条断裂带接触，泉眼冒泡，但无臭味。矿化度低，水味适口，但含氟量超过饮用水允许标准。

（三）温泉的共同特点

一是皆为断层裂隙上升泉，出露的岩层时代都较老，以石炭系和奥陶系为主。温泉的形成与分布和深层活动性断裂有关，流量变化受地震影响。

二是温泉在地面出露处水温 27～52℃，普遍含有大量溶解气，其中有硫化氢，泉水上升到地面，外界压力降低，溶解气逸出，涌砂冒泡。

三是温泉的矿化度，除水磨沟二叠系温泉较高，在6克／升以上外，其余石炭系、奥陶系的温泉矿化度都很低，仅为0.18～1.32克／升，大多数低于0.5克／升，但水中氟和氡的含量明显较高，属于深层成因，水温高，含氟量也高。

二、热水井

（一）热水井情况

准噶尔盆地的热水井或出现热水的井，目前已知有5口，分述如下。

1.独山子油矿疗养院热水井

位于乌苏县城南35千米，与乌苏南温泉相距100米，同在花岗岩体破碎带中，地质条件见前乌苏南温泉所述（图2–7–9）。

热水井井深103.24米，其中0～17米为第四系松散坡积层，17～103.24米为花岗岩，井深64～70米为破碎带，也是热水富集的井段。热水井自溢，流量3～5升／秒，水温44～45℃，矿化度0.54克／升，pH7.2，为SO_4^{2-}—Na^{2-}型水。由于热水井完井结构改善了热水的出露和上升条件，所以水温和流量均比附近的温泉更高。

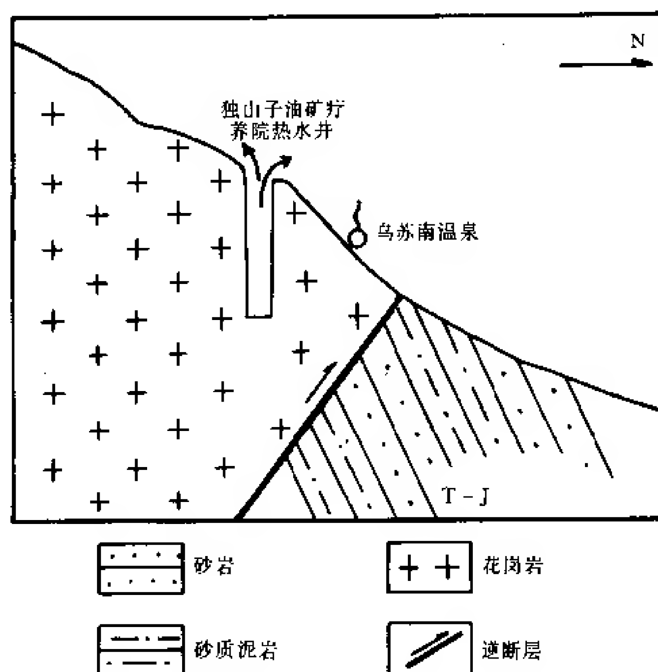


图2–7–9　独山子油矿疗养院热水井地质剖面示意图

2.齐3井

位于呼图壁县南部齐古背斜中部南翼。1958年5月26日开钻，同年11月5日完钻，井深1235米。钻遇地层：0～36米第四系（Q）、36～350米上侏罗统齐古组（J_3q），350～850米中侏罗统头屯河组（J_2t），850～1190米中侏罗统西山窑组（J_2x），1190～1235米下侏罗统三工河组（J_1s）。井内仅下16英寸套管184米，裸眼井段184～1235米，自溢水带原油。1959年5月29日18时45分和同年6月3日两次测温，井口气温分别为22℃和26℃，水温未变，均为29℃，齐古背斜其他出水井水温皆小于20℃。齐3井可作为热水井，水化学成分见表2–7–22。

3.检乌25井（JW25井）

位于克拉玛依油田五区，设计井深3500米，1975年4月24日开钻，钻达井深3335～3356米时，喷出热水。初喷水量784米^3／日，井口水温50～54℃，水深黄色，味苦咸。热水来自二叠系裂隙发育的灰色含砾中细砂岩，水质分析成果见表2–7–23。

检乌25井下套管封闭后，未再出现热水。

4.沙南1井

位于盆地东部沙南构造，设计井深2500米，1982年8月3日开钻，钻达井深1950～2050米时，喷出极热的地层水，流量210米^3／时（5040米^3／日），距井口7米处实测水温

为 70℃，热水来自石炭系火成岩和火山碎屑岩，裂隙极为发育。1982 年 12 月取样分析，pH9.7(?)，Mg^{2+}为 0(?)，有钻井液影响。据其他资料分析，可能此热水矿化度 18~19 克／升，$CaCl_2$ 型。此井下套管后不再出热水。

表 2-7-22　齐 3 井热水化学成分表

一般成分				微量成分			
项目	含量 (mg／L)	项目	含量 (mg／L)	项目	含量 (mg／L)	项目	含量 (mg／L)
Cl^-	311.76	Ca^{2+}	27.29	Sr	18.63	I	0.00
SO_4^{2-}	19.72	Mg^{2+}	8.60	Ba	29.81	Br	0.00
HCO_3^-	3191.35	Na^++K^+	1550.90	Cu	0.07	HBO_2	45.00
CO_3^{2-}	240.00					环烷酸	1.00
矿　化　度		3573.95(mg／l)		rNa／rCl		7.672	
水　　型		$NaHCO_3$ 型		rSO_4／rCl		0.006	

表 2-7-23　检乌 25 井热水化学成分表

一般成分				微量成分			
项目	含量(mg／L)	项目	含量(mg／L)	项目	含量(mg／L)	项目	含量(mg／L)
Cl^-	11807.18	Ca^{2+}	761.51	I	7	Rb	0.13
SO_4^{2-}	746.65	Mg^{2+}	74.96	HBO_2	163.37	Cs	0.00
HCO_3^-	538.87	Na^++K^+	7241.09	NH_4	5.32	U	1.04×10^{-5}
CO_3^{2-}	48.00			Sr	20.90	Rn	未发现
矿　化　度 mg／L		20942.24		F	1.28	K_2O	54.3
水　　型		$CaCl_2$		Li	3.70		
rNa／rCl		0.613		rSO_4／rCl		0.063	

5.北 8 井

位于盆地东部北三台凸起，设计井深 3200 米，1984 年 11 月 4 日开钻，在井深 1784.27 米时下入 9 英寸技术套管，管外水泥返深 1615 米。至 1985 年 7 月 1 日钻至 2920 米完钻，未下油层套管，即 1784.27~2920 米为裸眼井段。1618 米以上为二叠系，1618~2920 米为石炭系。1985 年 7 月 8 日 23 时 45 分至 7 月 10 日 17 时，该井自溢热水 658.25 立方米，试油时畅流量为 443 米^3／日，水温 46.5℃，出水层岩性为石炭系凝灰质砂岩和凝灰质角砾岩，水分析资料见表 2-7-24。

此水样 pH 值为 6，CO_3^{2-} 为 0，Na／Cl 为 0.404。说明封闭时期很长，封闭条件很好，SO_4^{2-} 为 0，说明古脱硫酸作用彻底。Mg^{2+} 为 0，分析精度可能较差。

此热水井段上返试油时已封闭。

表 2-7-24　北 8 井热水化学成分表

项　　目	含　　量(mg／L)	项　　目	数　　值
Cl^-	14466.46	矿化度	23157　mg／L
SO_4^{2-}	0.00	密　度	1.0186　g／cm³
HCO_3^-	31.73	pH	6
CO_3^{2-}	0.00	水　型	$CaCl_2$ 型
Ca^{2+}	4883.35	rNa／rCl	0.404
Mg^{2+}	0.00	rSO_4／rCl	0.000
Na^++K^+	3791.32		

（二）热水井出现条件

上述 5 口热水井有一个共同的特点，热水都是在钻开含热水的地层后在井段裸眼的条件下溢出或喷出的。下套管后，井口出来的水，“热”的特征就消失或不明显了。沙南 1 井井深 2178.93 米，井底温度为 73.6℃，在 1950～2050 米井段出来的热水，喷至距井口 7 米处时，水温仍有 70℃，说明热水在裸眼井筒中流动时温度损失很小，这是由于：①裸眼井段出水的阻力比套管射孔孔眼内出水的阻力更小，出水流速更大，因而水温损失较小；②作为套管的钢管本身能吸热和散热，因而套管井内热水流动时，损失温度比裸眼井大。

不论在南缘、西北缘和东部都具备形成热水井的地质条件。热水层的地层压力较高，能冲破钻井液柱喷溢出地面，并且有一定的补给来源。

三、地温

（一）资料情况

准噶尔盆地历年来共钻探井近 2000 口，其中取得静止井温（即地温）资料的井数不多，初步统计有 198 口，其中西北缘 155 口。东部 39 口，北部和盆地腹部 2 口，南缘 2 口，分布极不均衡。

（二）地温分区

新疆石油管理局地质处贺鸿义对准噶尔盆地划分了 6 个地温区（图 2-7-10 和表 2-7-25）。

从表 2-7-25 中可以看到，准噶尔盆地的地温分布不均匀，表现在地温梯度上，东部较高，北部次之，西北缘更次，南缘最低。同一埋藏深度，较老地层的地温高，较新地层的地温低。东部地区较老地层埋深较浅，南缘地区主要是西部较新地层厚度大，所以前者地温高，后者地温低，是有规律的。



图 2-7-10　准噶尔盆地地温分区略图



表 2-7-25　准噶尔盆地地温分区表

地温分区	序号	1		2		3	4	5			6
	名称	高地温区		中高地温区		中地温区	中低地温区	低地温区			最低地温区
地温梯度(℃ / 100m)		2.9～3.2		2.8		2.6～2.7	2.5	2.0～2.4			1.8～1.9
分布地区		东部沙南、沙东地区		北部一个泉、东部北 16 井区		东部五彩湾	东部帐篷沟	西北缘、北部乌伦古、东部北三台			南缘西部
测温井数(口)		3		2		5	1	185			2
测温井井号		沙南 1 井	沙东 1 井	三参 1 井	北 16 井	彩参 1 井	帐 2 井	检乌 26 井	伦 5 井	北 9 井	四参 1 井
不同深度地温值(℃)	500m	29.3(K_1t)	33.5(P_2)	28.8(K_1t)		26.8(J_{2-3})	27.7(J_1s)	28.8(K)	22.8(K_1t)	20.5(N)	31.8(N_2)
	1000m	41.2(J_1b)	45.2(P_2)	40.8(K_1t)		37.1(J_1b)	38.4(T_3)	36.0(K)	31.8(J_1b)	31.0(N)	39.8(N_2)
	1500m	54.5(P_2)	57.8(P_2)	52.8(K_1t)	50.16(J_1b)	49.0(P_2)	48.9(T_1)	45.8(J_2t)	41.8(J_1b)	43.7(K_1t)	45.8(N_1)
	2000m	70.9(C_2)		64.8(J_2)	64.04(P_2)	62.1(C_2)	59.5(P_2)	55.3(J_2x)	51.8(J_1b)	56.3(T_3)	55.8(N_1)
	2500m					75.8(C_2)	71.5(P_2)	64.7(T_3b)			65.8(N_1)
	3000m					89.7(C_2)	84.32(P_2)	74.83(T_2k^1)		79.3(推算)	73.8(N_1)
	3500m							84.34(P)			79.8(K)
	4000m	131.0(推算)		120.4(推算)		116.2(推算)	109.3(推算)	93.4(P)	94.8(推算)	102.3(推算)	85.8(J_2t)

（三）岩石导热率

新疆地震局柏美祥初步确定准噶尔盆地平均岩石导热率为 21.52×10^{-3} 焦／（厘米·秒·℃），他提供的资料见表 2-7-26 和表 2-7-27。

表 2-7-26　准噶尔盆地岩石导热率表

岩　　性	时　　代	岩石导热率〔J／（cm·s·℃）〕
以泥岩为主的岩层	R、T、J_3b、T_3b	18.84×10^{-3}
以砂岩为主的岩层	J_2t、J_1s、T_2k^2	21.31×10^{-3}
以砾岩为主的岩层	J_1b、T_1、P	29.31×10^{-3}
含凝灰质岩石的岩层	C	27.47×10^{-3}

表 2-7-27　准噶尔盆地东部地下热流值表

地　　区	井　　号	岩石导热率〔J／（cm·s·℃）〕	热　流　值〔J／（cm^2·s）〕
盆　地　东　部	彩参 1 井	22.61×10^{-3}	5.65×10^{-6}
	沙南 1 井	21.35×10^{-3}	6.95×10^{-6}

准噶尔盆地的地热研究尚处于开始阶段，上述资料和看法仅供参考。

第八章　天　然　气

近几年来，在“油气并重”的勘探方针指导下，在盆地西北缘的夏子街、乌尔禾、克拉玛依、红山嘴和车排子油气田中发现了二叠系气顶气藏和一些新的出气井点。如车排子地区车30井，红山嘴地区红78井、红73井、红0221井，克拉玛依油气田五区、八区的581井、804井、807井均获得高产气流，可形成中小型气藏。已探明的有夏子街和乌尔禾三叠系气藏，并获得了一定的天然气储量。

1987年8月初，在盆地南缘东部的油气勘探中，二台地区兼探天然气的台10井中途测试，6毫米油嘴获得日产10万立方米的高产天然气流，从而使东部天然气勘探取得了突破性的进展。目前已有7口井（台10、台13、台15、台16、台17、台19、台25井），3个层位（J_3q、J_2t、J_1b）获得高产天然气，初步估算储量可达中型气田（图2-8-1）。

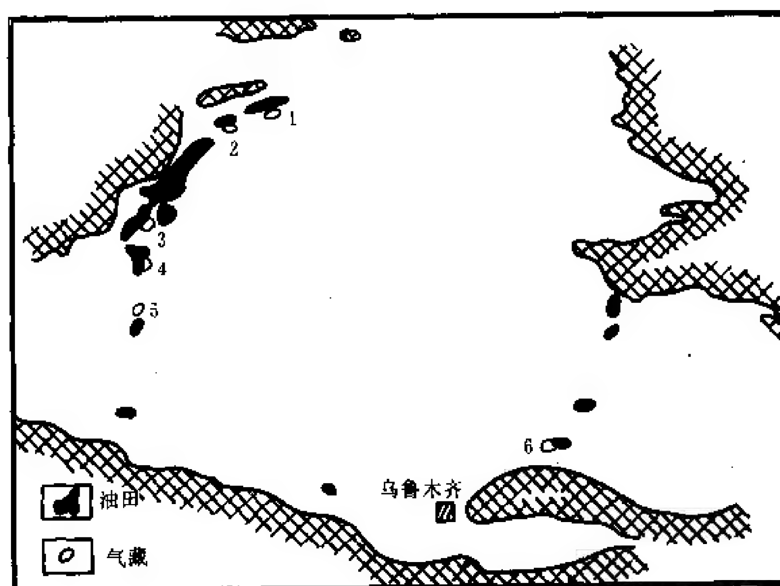


图2-8-1　准噶尔盆地气藏分布示意图

1—夏子街三叠系气藏；2—乌尔禾三叠系气藏；3—五、八区二叠系气藏；4—红山嘴三叠系气藏；5—车排子石炭—二叠系气藏；6—台10井区侏罗系气藏（马庄气藏）

准噶尔盆地在漫长的地史发展过程中，形成了四坳四隆的构造格局。在坳陷区，生油气层系多，母质类型好，热演化程度高，生气强度大，资源丰富；在隆起区，断裂构造带发育，局部圈闭类型多，储、盖条件好；具备了形成大、中型气田的地质条件。目前天然气勘探尚处在初期阶段，勘探前景良好。

第一节 天然气分布特征

通过对盆地探井试井成果进行的初步统计，天然气日产量大于500立方米的井有290口，其中纯气井77口。纯气井单井日产量为573～237000立方米，西北缘车30井最高试气日产量为130000立方米，南缘东部台13井最高试气日产量为237000立方米。

一、层位分布

迄今为止，所发现的天然气储集层，主要集中在侏罗系、三叠系、二叠系和石炭系四个层系中。侏罗系以砂岩为储集层，三叠系以砂砾岩为储集层，二叠—石炭系主要以砂砾岩和火山岩为储集层。

二、平面分布

天然气井或气藏分布在西北缘西南段（五区、八区、红山嘴和车排子地区）和东北段（乌尔禾和夏子街地区）；在南缘东部，主要分布在台10井区。

三、深度分布

据统计，已知气层深度分布在357～2618米深度段，多数气井在1500～2200米内。最浅的克浅22井位于克拉玛依油田二$_{西}$区，在三叠系克上组（357～363米）井段试气，6毫米油嘴日产气量6530立方米。最深的台10井区的台13井，在侏罗系八道湾组2616～2618米井段试产，12.2毫米油嘴日产油80.73吨，天然气23.7万立方米。车排子地区气层深度为1800～2300米，红山嘴地区为1100～1900米，五、八区为2200～2450米，夏子街、乌尔禾地区为1300～1700米，台10井区为1700～2600米。

四、天然气赋存形式

盆地内天然气有4种赋存形式：溶解气、气顶气、凝析气和纯气。

（一）溶解气

天然气溶解于原油中，溶解量的大小与油藏饱和压力有直接关系。西北缘在下述4种部位有大量溶解气富集：①阶状断块内；②构造高部位；③断层遮挡的高部位；④地层不整合遮挡的构造高处。

（二）气顶气

气顶气是原油中游离气在重力作用下于构造高部位形成的。具底油或油环。这种油藏气顶气主要分布在西北缘的夏子街、乌尔禾、红山嘴等油气田中。

（三）凝析气

若烃类在地下处于临界温度和临界凝析温度之间，当地层压力和露点压力变化时，可呈气、液两相态。在气相态体积大于液相态体积时，可称凝析气。在台10井区和克拉玛依油气田中个别井有凝析气。

（四）纯气

即在一个地区或某一层位仅产天然气，不含油或微含油。这种纯气分布在五区、八区和台10井区。

第二节　天然气地球化学特征

一、天然气化学组分

盆地内天然气组分分布范围较大，相对密度变化也大（1.0992～0.5574）。甲烷含量为45.34%～98.93%；氮气含量为0～58.88%；二氧化碳含量为0～12.02%。在区域上天然气的物理化学性质变化如此之大，说明盆地内具有不同成因的多种类型的天然气。

（一）烃类组分特征

天然气中烃类含量及组分由生油母质类型及热演化程度所决定。高等植物母质生油带窄、生气带宽，并生成较多的凝析油；低等生物母质生油带宽、生气带较窄；但进入高热演化程度时，均可裂解为干气。按气体甲烷含量多少，分为"干气"和"湿气"。

1."干气"或"偏干气"

这种气甲烷含量大于90%，相对密度小于0.62。它分布在西北缘红山嘴、车排子、乌尔禾和南缘台10井区、古牧地、齐古、霍尔果斯、卖衣布拉克等地。

2. 湿气

湿气甲烷含量小于90%，相对密度大于0.65。这种气分布在西北缘百口泉、检188断块，南缘独山子，东部火烧山、五彩湾等地。

（二）非烃类组分特征

目前已知百口泉、检188断块、火南的氮气含量平均为5%～9%；个别井较高，如百—乌3井为42.9%、火南3井为58.88%。黑油山、七中区、红43井区及阿尔钦沟泥火山为高含二氧化碳气地区，其含量为5%～12%。

表 2-8-1　准噶尔盆地天然气成因类型划分表

类型 \ 指标	碳同位素（PDB）$\delta^{13}C_1$（‰）	$\delta^{13}C_2$（‰）	$\delta^{13}C_3$（‰）	$\delta^{13}C_4$（‰）	氢同位素 δD（‰）	汞含量（ng/m³）	单环芳香烃（μg/L）	天然气组分 相对密度	甲烷（%）	重烃（%）	二氧化碳（%）	代表地区（井号）
油型气	−50	−41	−35	−33	−195	＜30	＜100	0.7927	73.64	23.69	0	克—乌断裂上盘、风成城、夏子街、火烧山油田
	−40	−27	−27	−27	−240			0.5680	96.79	微	1.79	
混合气	−41	−29	−27	−27	−180	30	＞100	0.7264	77.09	21.59	0	独山子、红山嘴、五一八区、三台、古牧地
	−35	−25	−22	−22	−220	50		0.5684	97.06	0.96	1.22	
腐殖型气	−35	−28	−28	−29	−155	＞50		0.6519	86.24	10.34	0	车30井、五一八区、红0221井、卖衣布拉克、彩参1井
	−31	−20	−17	−25	−215			−0.5792	95.74	1.63	4.49	
煤型气	＞−31	＞−20										



二、天然气成因类型

利用甲烷系列碳同位素组成等资料，参考国内部分油气田实例，结合盆地地质条件，初步将天然气划分为四种类型，即油型气、腐殖型气、混合气和煤型气（表 2-8-1、图 2-8-2、2-8-3）。

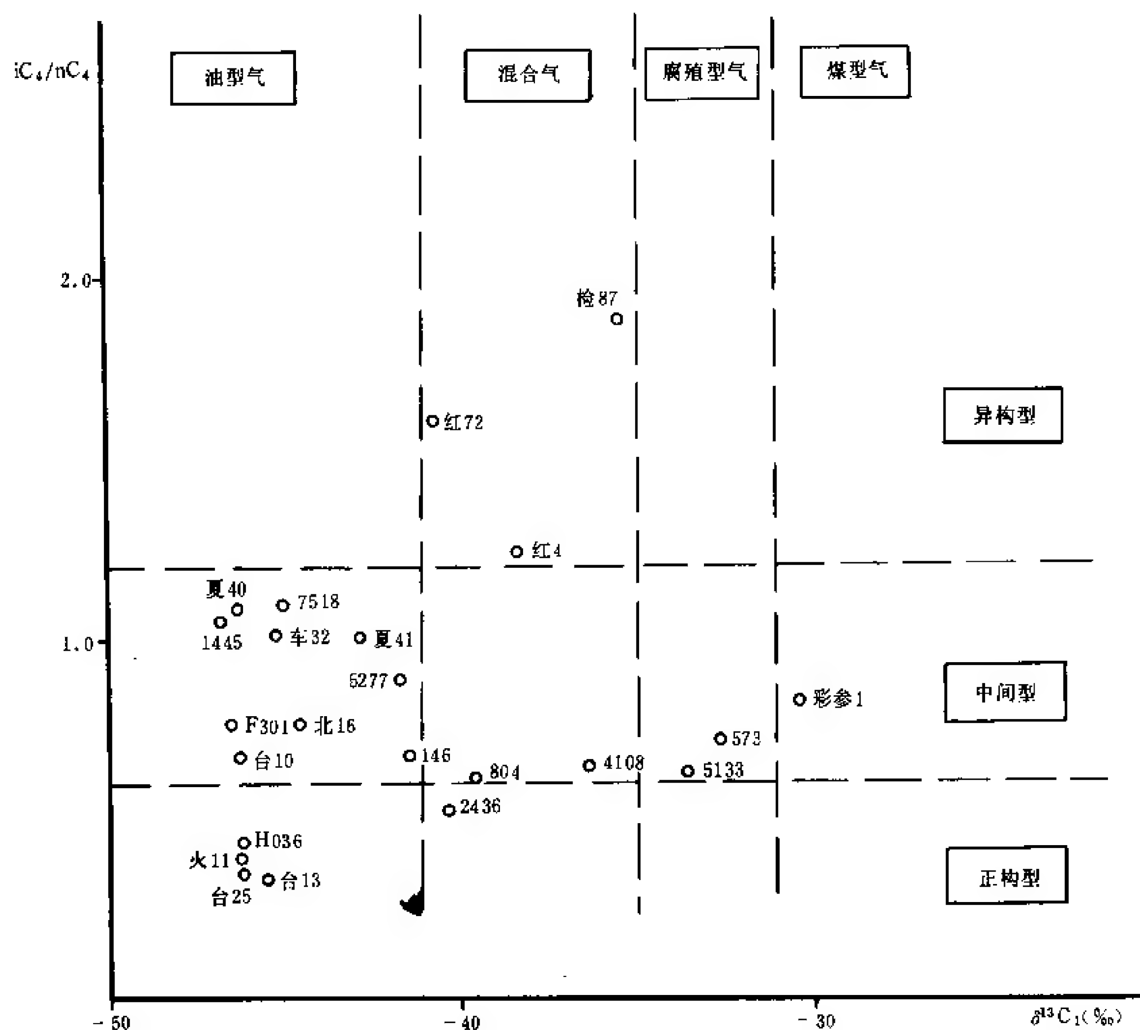


图 2-8-2 准噶尔盆地天然气 $\delta^{13}C_1$ 与 iC_4/nC_4 关系图

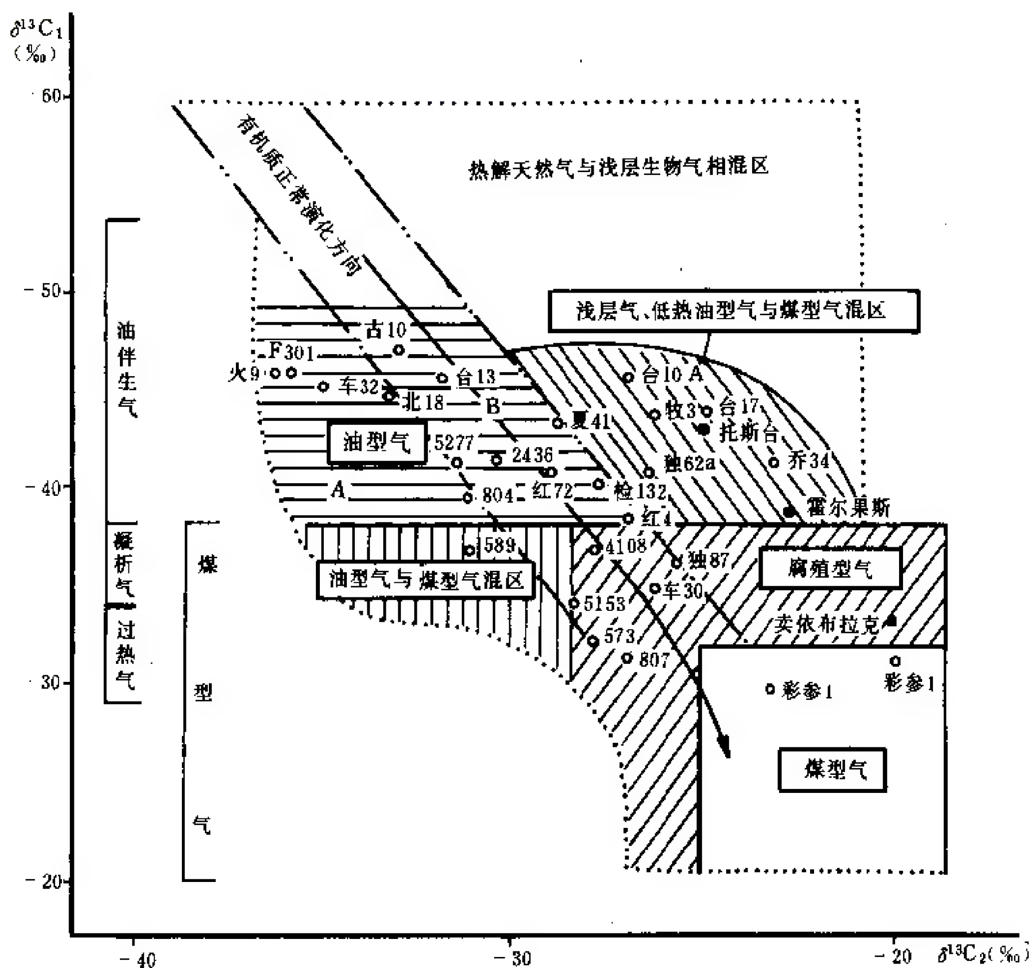


图 2-8-3 准噶尔盆地天然气 $\delta^{13}C_{1-2}$ 成因判别图
（据廖永胜图修改）

第三节 气藏类型

据盆地已发现气藏形成的主导因素，可大致分为构造气藏、岩性气藏和火山岩气藏。

一、构造气藏

这类气藏的形成过程中，背斜、断裂等构造因素起了主导作用。

（一）背斜—断层型

一般来说，在克—夏主断裂两侧多发育背斜或半背斜圈闭，有时被次一级断裂切割而复杂化。气藏主要是受背斜控制的断层遮挡型。如夏子街三叠系气藏，见图 2-8-4 及表 2-8-2。夏 29 井背斜被"y"字形断层切割；夏 21 井背斜由南北两侧同向断层遮挡形成气藏。天然气甲烷含量平均为 87.34%，为湿气。夏 41 井天然气碳同位素值 $\delta^{13}C_1$ 为 −43.12‰，$\delta^{13}C_2$ 为−28.902‰，$\delta^{13}C_3$ 为−27.817‰，具典型油型气特征。其油气源岩为上二叠统风成城组，这是西北缘的主力生油层。

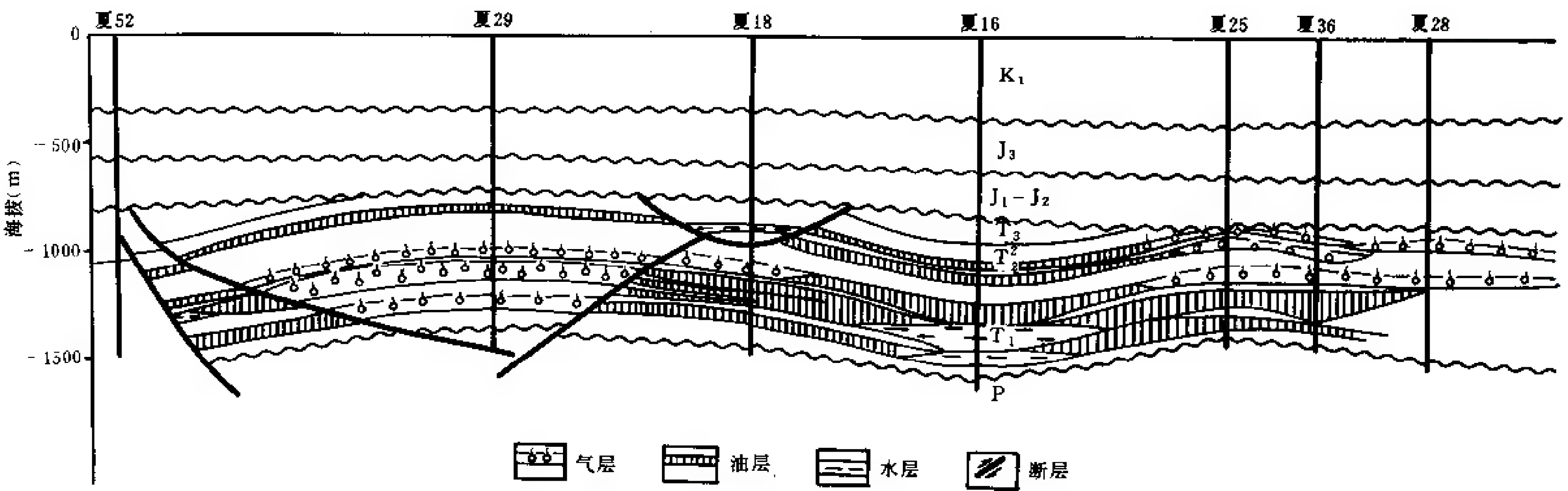


图 2-8-4 夏子街地区背斜—断层型气藏剖面图



表 2-8-2　夏子街三叠系气藏基础数据表

构造			气藏			储集层			盖层		
层位	面积 (km^2)	闭合高度 (m)	层位	含气面积 (km^2)	含气高度 (m)	厚度 (m)	孔隙度 (%)	渗透率 ($\times10^{-3}\mu m^2$)	岩性	总厚 (m)	最大厚度 (m)
T_2	17.9	100～150	T_2	16.1	22.9～72.5	26.7～65.9	10.56～19.84	1.676～5.097	泥岩	2～34	34

（二）断块型

构造被一系列断层切割，形成封闭断块和开放断块。断层是形成气藏圈闭的控制因素。在乌尔禾、夏子街、五区、八区、车排子都有这种类型的气藏，比较典型的是红山嘴地区的三叠系气藏。如红 0221 断块，见图 2-8-5。红 0221 井位于断层斜交的墙角构造高处。气层在中三叠统克上组（T_2^2）顶部，岩性为砂砾岩。被上三叠统白碱滩组（T_3）泥岩覆盖封闭，形成气顶，具底油。据红 72 井碳同位素资料，$\delta^{13}C_1$ 为−40.909‰，$\delta^{13}C_2$ 为−28.915‰，$\delta^{13}C_3$ 为−25.240‰，判别为油型气。

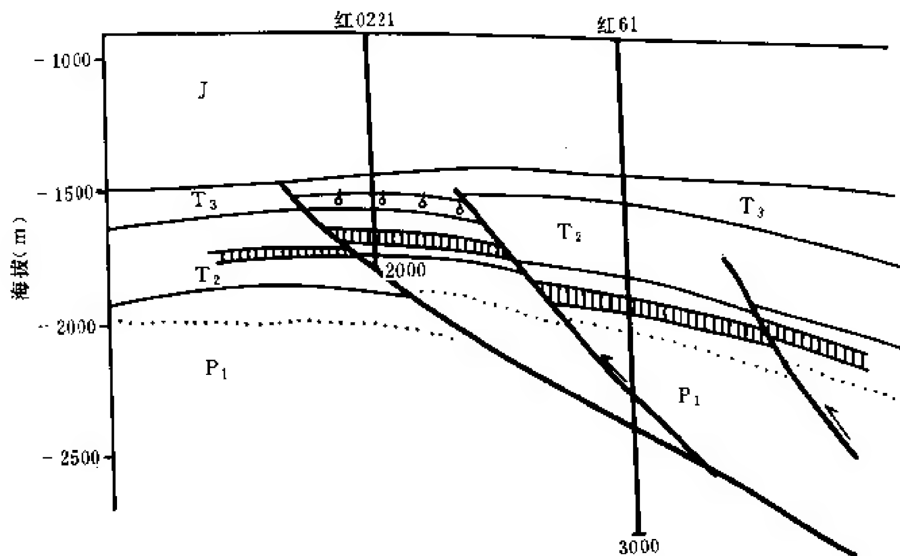


图 2-8-5　红山嘴地区红 0221 断块型气藏剖面图

二、岩性气藏

主要是由不同岩性或因储集层性质变化而造成圈闭的气藏，如图 2-8-6。盆地南缘东部台 10 井区气藏，其储气层为侏罗系砂岩，经岩相分析后，认为属曲流河亚相沉积。其中河道砂粒度粗、物性条件好；而河漫滩沉积岩性变化大，物性条件变差，因而形成透镜体状储集层。在北三台构造的上倾方向，储集层尖灭也形成封闭。在平面上呈鸡窝状分布。

台 10 井区天然气成因类型，据碳同位素划分为两种成因天然气。一种以台 13 井为代

表，$\delta^{13}C_1$ 值为−45.451‰，$\delta^{13}C_2$ 值为−32.092‰，$\delta^{13}C_3$ 值为−30.664‰，判别为典型油型气；另一种以台 10 井为代表，$\delta^{13}C_1$ 值为−46.160‰，$\delta^{13}C_2$ 值为−26.981‰，判别为混合气。前者油气来自盆地主要生油、气岩——上二叠统芦草沟组；后者碳同位素系列离差较大，类似古牧地和齐古侏罗系天然气，推测天然气可能来自侏罗系和上二叠统生油气层。

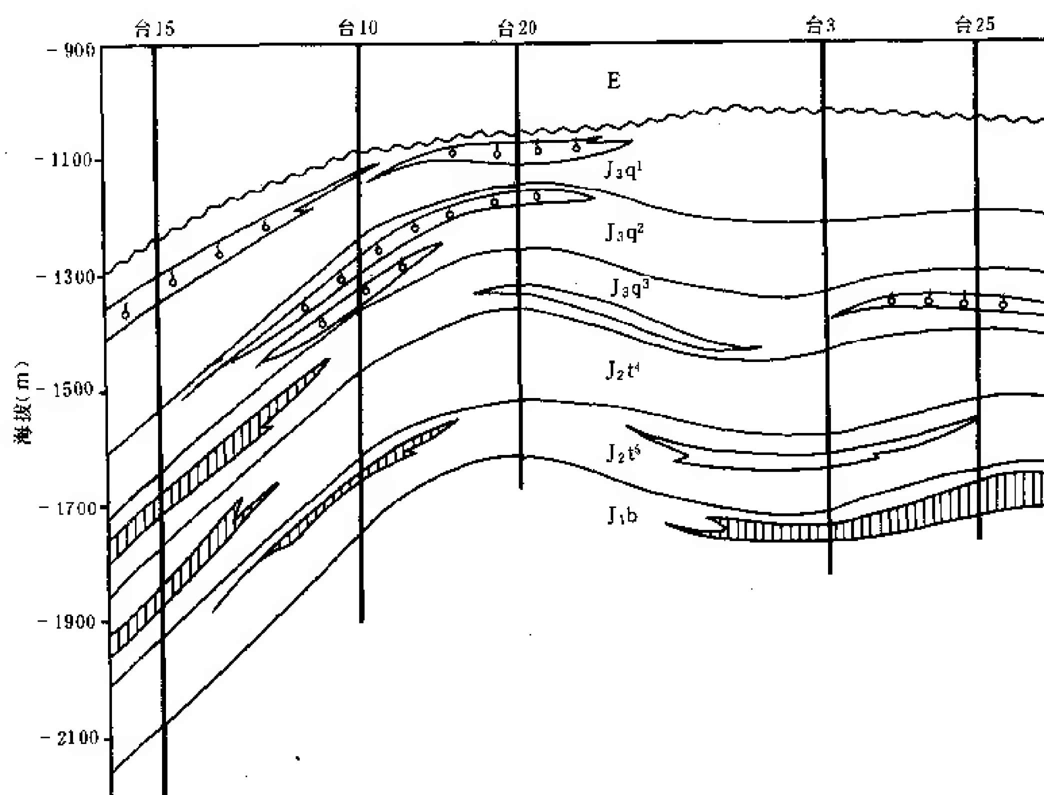


图 2-8-6　南缘东部台 10 井区岩性气藏剖面图

该区周围阜康凹陷，侏罗系煤系地层暗色泥岩厚 400～700 米；二叠系暗色泥岩厚 200～1000 米。前者生气强度为 50～100 亿米^3／千米^2；后者生气强度为 100～200 亿米^3／千米^2，具有好的气源条件。

三、火山岩气藏

由火山岩、火山碎屑岩为储集层的气藏，主要受控于储集条件。

盆地西北缘五区、八区构造位置相对较高，三叠系超覆沉积在二叠系之上（车排子地区三叠系或侏罗系超覆沉积在下二叠统或石炭系之上）。在不整合面之下的石炭系或下二叠统，多以砂砾岩、火山碎屑岩、火山岩（火山凝灰岩、安山岩、流纹岩等）为主。它们在隆起部位遭受风化剥蚀。在纵向上自上而下可划分三个岩性段：

1）泥质粉砂岩段。厚约 10～36 米。由于风化剥蚀，地表水的侵入、水解，使粘土矿物发生膨胀，形成致密层，可作为盖层。

2）砂砾岩或火山岩段。厚约 200～500 米。在上二叠统乌尔禾组砂砾岩沉积前，下二叠统或石炭系火山岩曾受风化、水洗淋漓，使岩石破碎形成众多裂缝，加上母岩的孔、洞、微

裂缝，造成了良好的储集场所，是气藏的主要储集空间。

3）火山岩致密段　钻进火成岩800米以下段，因处于风化影响带之下，构造裂缝也不发育，成致密岩块。如581井、807井、J–206井、546井，曾在该段测试，无任何油气显示，为非储集层段。

图2–8–7为车排子火山岩气藏。在下二叠统火山岩段测试，获高产工业气流。据车30井天然气组分碳同位素，$\delta^{13}C_1$ 值为−34.765‰，$\delta^{13}C_2$ 值为−26.311‰，$\delta^{13}C_3$ 值为−17.332‰，$\delta^{13}C_4$ 值为−25.363‰，判别为腐殖型气。该气藏面临沙门子凹陷，有丰富的气源供给，是进一步寻找气藏的有利地区。

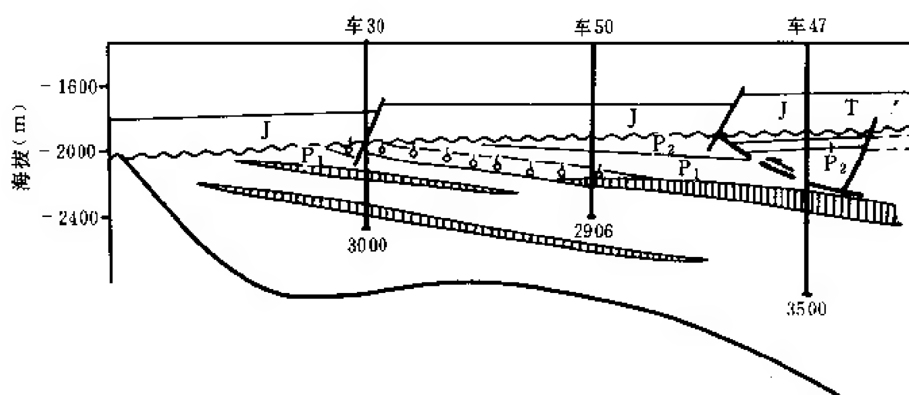


图2–8–7　车排子地区火山岩气藏剖面图

而在五区、八区—红山嘴地区，据氩同位素 $^{40}Ar/^{30}Ar$ 分析资料，红60井和807井其值异常偏高，分别为1125和1674，估算天然气年龄在384和640百万年，这可能预示着在深部存在有更老的生气层。

第四节　天然气形成的地质条件

一、气源岩和生气能力

据生油、气岩评价成果，全盆地有七个生油、气层组（下二叠统、上二叠统、三叠系、下侏罗统八道湾组和三工河组、中侏罗统西山窑组、下第三系安集海河组）。侏罗系八道湾组和西山窑组为煤系地层，分布遍及全盆地，其沉积中心位于盆地南缘昌吉—沙湾一带，最大厚度达2000米，其中煤层最大累积厚度超过100米。煤的预测储量居全国首位。加上其他生油（气）层组，生气源岩的物质基础是丰富的。

（一）气源岩

利用有机地球化学指标对盆地气源岩初步评价后认为：

1）侏罗系煤系地层分布广，厚度大，以腐殖型母质为主，生气带宽，具有较高的产气率，为盆地主力生气层。

2）三叠系地层有机质丰度高，母质类型好（腐殖—腐泥型为主），厚度大，热演化程度高，产气率大，既是盆地好生油层，又是好生气层。

3）三叠系有机质丰度低，类型差，产气率低，是较差的生气层。

4）下第三系安集海河组，具有成油成气的潜力，但热演化程度不高，是一套未成熟的



生油生气层，可望能找到未熟气。

（二）生气能力

气源岩（暗色泥质岩、碳质泥岩和煤岩）生气能力是由热模拟试验结果得到的。随着模拟温度的增高，其生气能力逐渐增大，直到600℃时（镜质体反射率 R_o 值大于2.5%），仍有增大趋势。为了对比方便，选用500℃时累计产气率进行比较（表2-8-3）。

表2-8-3 盆地各层系不同岩类热模拟累积产气率

累积产气率 岩性 / 层位	煤岩 (ml/g)	碳质泥岩 (ml/g)	泥质岩 (ml/$g_{有机碳}$)	地区（井号）
E			490	（西参2井）
J_2x	86.6～272.5	185.68～201		南缘
J_1s			111～198	艾参1井、伦5井
J_1b	373.8		367～692	南缘、伦5、泉3
T_3			115～249	艾参1、陆1、泉3、114井
P_2^2			652.6～794	彩4、火西1井
P_2^1			532～1001	风7井
C			45	古15井

生气能力的大小主要受母质类型的好坏和热演化程度的高低所控制；煤岩则受显微组分的影响。

初步认为：盆地内气源岩层系多，类型好，厚度大，分布广，丰度高，热演化程度有高有低。其产气率的高低按层位依次为：二叠系、下第三系、侏罗系八道湾组、西山窑组、三工河组、上三叠统和石炭系（表2-8-3，石炭系由于热演化程度过高，试验样品 R_o 值为2.45%，已生成大量的气，现阶段产气能力降低）。煤岩的产气能力，八道湾组大于西山窑组。

（三）生气强度

生气强度即单位面积的生气量。它是气源岩厚度、有机碳含量和成熟度高低诸因素的综合体现。而生气强度中心系指生气强度最大处，由该中心向四周生气强度逐渐减小。在一般情况下，生气强度中心及其周缘是气藏形成和富集的有利地区。国内外许多气藏分布在生气强度中心地区。如国内四川盆地川西地区生气中心的最大生气强度达200亿米^3/千米^2，在其西南缘发现大兴西气藏和汉王场气藏；东北缘发现了中坝气田、须二气藏和老关庙气藏等。国外，如西西伯利亚盆地，最大生气强度在60亿米^3/千米^{2}以上，盆地中的大气田和特大气田皆分布在生气强度大于50亿米^3/千米^{2}的范围内；世界最大气田乌连戈依就分布在该生气中心的核部。

准噶尔盆地两个主要的气源层（二叠系和侏罗系）的生气区分布在盆地的西南部。侏罗系煤系地层生气区位于南缘乌鲁木齐山前坳陷中。有三个生气中心：①乌鲁木齐—呼图壁；②



呼图壁—玛纳斯;③沙湾—安集海。它们现今最大生气强度分别为400、350、400亿米^3/千米^2，见图2–8–8。

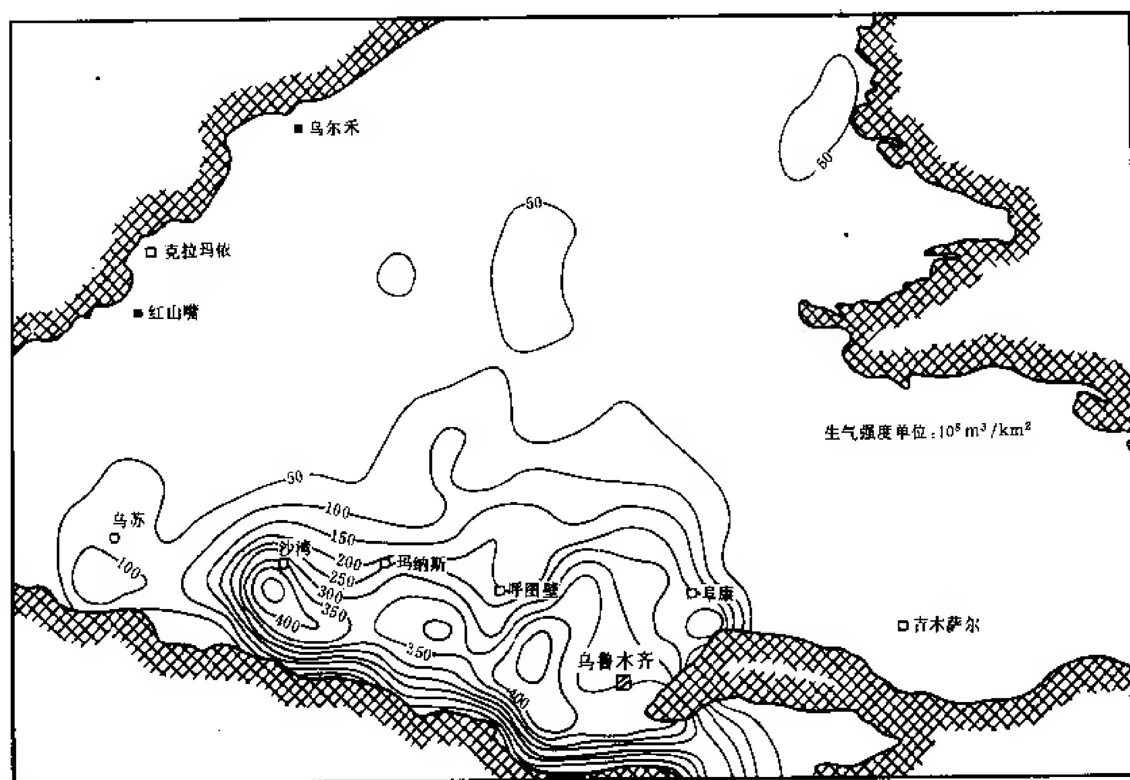


图2–8–8　准噶尔盆地侏罗系J_2x+J_1b现今生气强度图

二叠系生气区分布在盆地西南部的广大地区，包括玛湖坳陷和昌吉坳陷、盆1井凹陷、漠区凹陷和阜康凹陷。其中：下二叠统生气中心主要在玛湖坳陷，现今最大生气强度为400亿米^3/千米^2；次为昌吉坳陷中心，现今最大生气强度为100亿米^3/千米^2。上二叠统有五个生气中心，即玛湖坳陷、盆1井凹陷、玛纳斯—沙湾间的乌鲁木齐山前坳陷、昌吉坳陷、五彩湾—吉木萨尔凹陷。现今最大生气强度分别为：450、800、900、700、500亿米^3/千米^2，见图2–8–9、2–8–10。

在上述生气中心及四周的圈闭构造都是天然气富集的有利地区。

二、储、盖层条件

盆地沉积经历了多次旋回的演化过程，发育了多套生、储、盖组合。本节着重对储、盖层条件进行简要的分析。

(一) 储集层特征

1. 下二叠统

西北缘佳木河组有两种储集类型。第一类砂砾岩，为洪积—冲积相和滨湖相。主要孔隙类型有：粒间孔、晶间溶孔、晶间孔，粒间溶孔和杂基微孔。分析孔隙度为8%～12%，渗透率1×10^{-3}～50×10^{-3}二次方微米，属偏低孔隙度、中等渗透率较好储集层。第二类火山岩（角砾凝灰岩、安山玄武岩、流纹岩），主要孔隙类型有粒间溶孔、晶间溶孔、气孔、基质内溶孔等。孔隙度为8%～25%，渗透率为1×10^{-3}～5×10^{-3}二次方微米，属中等偏大容



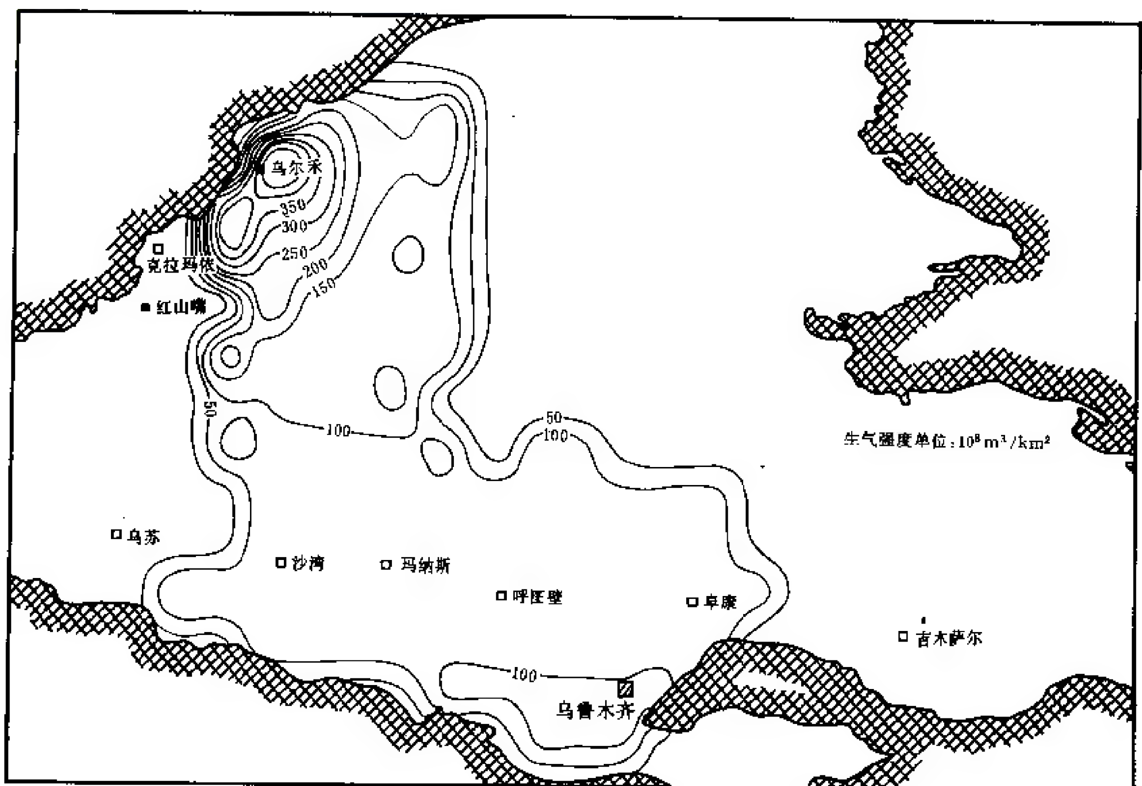


图 2-8-9 准噶尔盆地下二叠统现今生气强度图

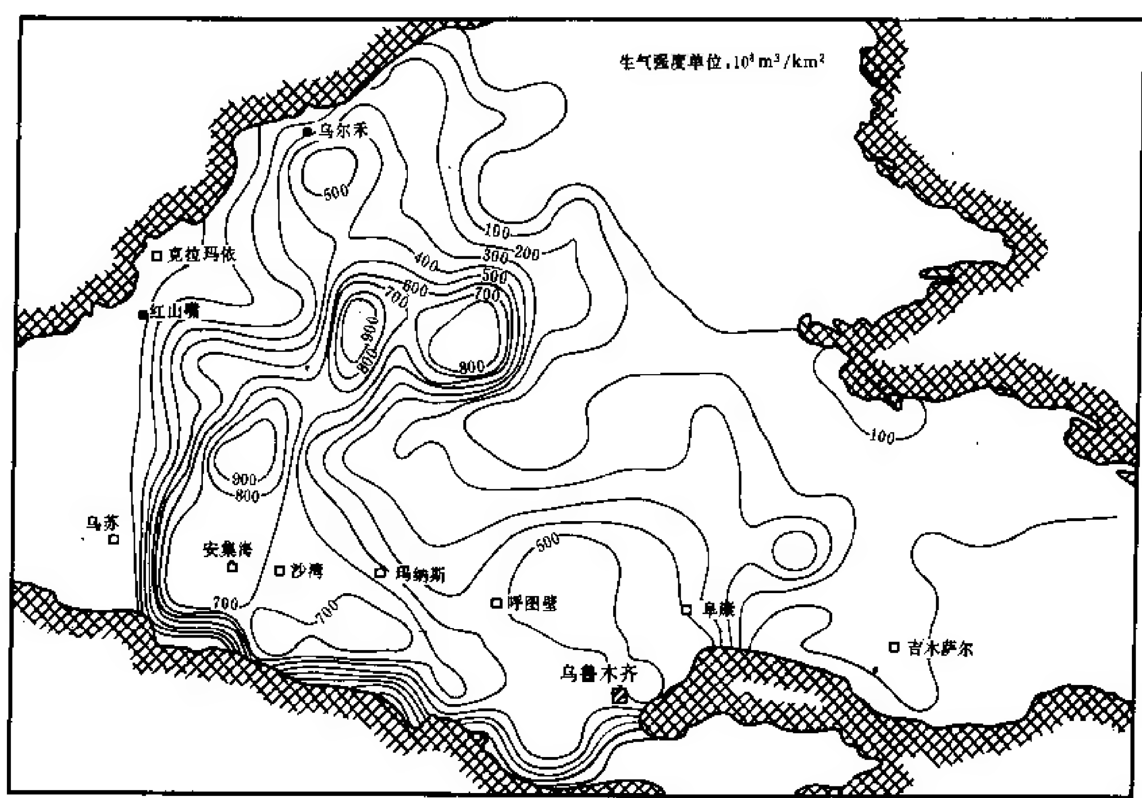


图 2-8-10 准噶尔盆地上二叠统现今生气强度图

量、低渗储集层。另外风化壳中破碎带也可作为储集层。南缘乌鲁木齐一带，有较大厚度的中—细砂岩，由于成岩作用强，可能存在致密砂岩储集层。

2. 上二叠统

有砂岩和砾岩两种储集类型。砂岩一般为河流相、三角洲相及湖相砂体，呈层状或透镜状，孔隙式胶结，以粒间溶孔为主。分析孔隙度为6%～14%，渗透率小于1×10^{-3}～300×10^{-3}二次方微米。在近气源条件下是较好储集层。砾岩以洪积—冲积扇储集体为主，岩性横向变化较大。孔隙类型以次生溶蚀孔隙为主，次为粒间溶孔、晶间溶孔等。孔隙度为7%～15%，渗透率小于1×10^{-3}～100×10^{-3}二次方微米，属较差—较好储集层。另外，风成城组泥质白云岩也可作为储集层。在西北缘、陆梁南坡、盆地东部都可能有这种类型的储集层。

3. 三叠系

以粗碎屑岩为主的洪积—冲积相、河流相、三角洲相的砂砾岩体。不同的沉积相带具有不同的储集特性；其中以洪积—冲积扇物性最好。孔隙度在20%左右，渗透率大于100×10^{-3}二次方微米。河流相储集层分析孔隙度一般大于10%，渗透率10×10^{-3}～100×10^{-3}二次方微米，为较好储集层。三角洲相储集层，孔隙度为10%～20%，渗透率为40×10^{-3}～210×10^{-3}二次方微米，属于好的储集层。这类储集层的有利地区为西北缘和盆地东部。

4. 侏罗、白垩系

以河流相和三角洲相为主，次为洪积—冲积扇体。在西北缘砂砾岩成分中，石英含量较多，成岩作用较弱，压实作用较轻，以原生粒间孔占优势。八道湾组分析孔隙度为17%～25%，渗透率为10×10^{-3}～1000×10^{-3}二次方微米。西山窑组孔隙度为15%～23%，渗透率为50×10^{-3}～500×10^{-3}二次方微米，属最好储集层。侏罗系齐古组和白垩系吐谷鲁组下部砂砾岩也是好的储集层。南缘由于侏罗系埋藏较深，压实作用强，孔隙类型多（以次生粒内溶孔、粒间溶孔为主），属好的储集层。其最有利地区为西北缘、南缘东部；较有利地区为盆地东部、南缘西部及盆地腹部地区。

5. 第三系

沉积中心在盆地南缘。储集层除安集海河组所夹砂岩外，主要是沙湾组和塔西河组下部砂岩。有利的储集相带为三角洲相、河流相及滨湖相。由于时代新，压实作用弱，孔隙类型以粒间孔为主。物性资料表明，孔隙度为10%～20%，渗透率为0.01×10^{-3}～16×10^{-3}二次方微米，属于较好—好的储集层。有利地区在南缘西部及中央隆起北斜坡带。

（二）盖层条件

天然气分子小，活动能力强，所以气藏对盖层的条件要求严格。通过对已知气藏盖层封闭能力的试验和分析，泥质岩渗透率为5.6×10^{-6}二次方微米的饱和盐水样品，其排驱压力仍大于1.64×10^{-7}兆帕，具有良好的封闭能力，而且厚度不需要太大。如夏子街气藏，气柱高度分别为T_1 50米、T_2k 150米、T_2k^2 200米，泥岩盖层仅有22米、6米，甚至2米。

1. 区域性盖层

有上二叠统、三叠系白碱滩组、侏罗系三工河组、白垩系及第三系泥岩沉积。其泥质岩厚度均在百米以上，可作为良好的区域性盖层。

2. 局部性盖层

从晚古生代—中、新生代各沉积时期的泥质岩、砂层间的泥岩夹层均可作为局部盖层。如石炭系及下二叠统佳木河组顶部风化壳。上二叠统风成城组中的白云质泥岩、芦草沟组或平地泉组泥岩、粉砂质泥岩，中下三叠统泥岩夹层，下侏罗统八道湾组上部泥岩，中、下侏

罗统头屯河组和齐古组层间泥岩；第三系沙湾组和塔西河组层间泥岩，均可作为局部盖层。

三、构造、圈闭条件

准噶尔盆地经历了晚海西、印支、燕山及喜马拉雅运动的多旋回的发展和改造，在盆地边缘发育了冲断推覆构造，也产生了走滑扭动、推举抬升，使盆地内造成了隆坳相间的构造格局，形成了不同时代的沉积坳（凹）陷和降（凸）起，同时也形成了各式各样的背斜、断鼻、断块、岩性及其复合类型的圈闭，为油气的生成储集提供了有利条件。

（一）坳陷类型

盆地中有四大主要沉降坳陷：昌吉、玛湖、乌伦古和五彩湾—大井坳陷。由于坳陷在地史中经历了不同的发展演化阶段，造成了不同的成油成气条件。从沉积埋藏曲线上可划分为四种类型，见图 2-8-11。

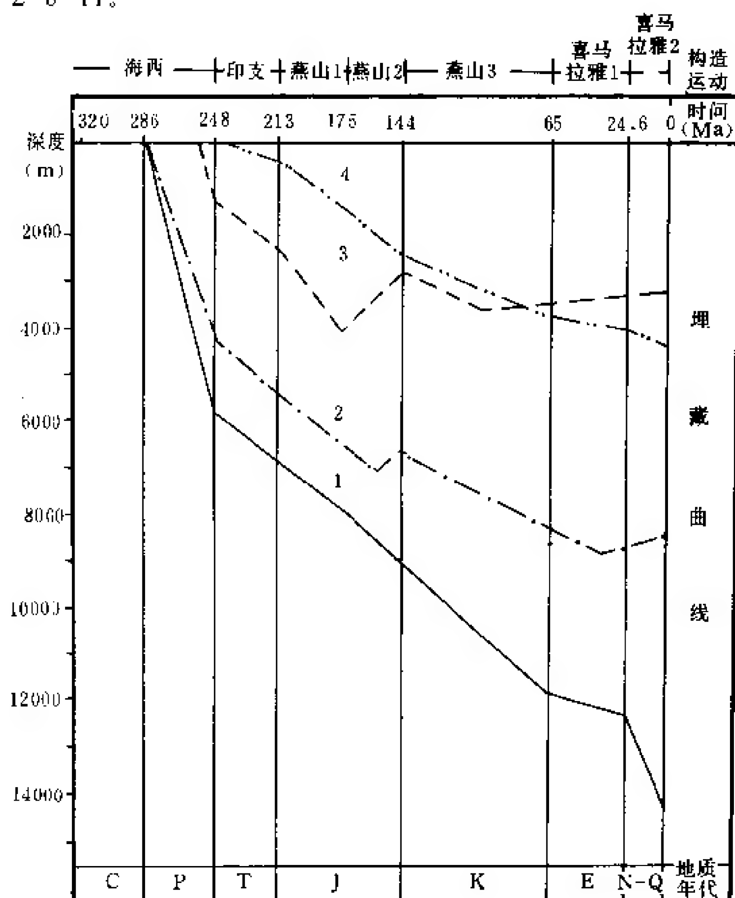


图 2-8-11　准噶尔盆地主要生油气坳陷沉降类型图

1—昌吉坳陷——连续沉降深型；2—玛湖坳陷——沉降抬升交替深型；3—五彩湾—大井坳陷——沉降抬升交替浅型；4—乌伦古断陷——连续沉降浅型

1. 昌吉坳陷——连续沉降深型

昌吉坳陷位于盆地南缘，与乌鲁木齐山前坳陷为统一的沉降坳陷。是一个大型的长期持续下沉的生油、气坳陷，最大埋深 16 千米。从二叠纪开始，快速沉降、堆集沉积岩厚度达 5~6 千米，沉积速率达 131~157 米／百万年。在这种环境下，形成了盆地最好的生油、气岩。中生代三叠纪—白垩纪表现为稳定沉降性质，其平均沉积速率为 32.8 米／百万年。晚

第三纪开始，又加快了沉积速度，其平均沉积速率为85.7米／百万年。前后两次沉降速度的加快，与海西和喜马拉雅运动有关。

2. 玛湖坳陷——沉降抬升交替深型

玛湖坳陷位于盆地西北缘，最大埋深9～10千米。在二叠纪，快速沉降，沉积速率达105～131米／百万年，堆集了大量的火山碎屑岩和砂砾岩及泥岩。沉积岩厚达5～6千米，其中暗色泥岩可占四分之一，具有良好的生油条件。从三叠纪开始，到早、中侏罗世，进入了稳定下沉阶段。早、中侏罗世末，地壳抬升隆起，地层普遍受到剥蚀，形成与上覆地层的区域性不整合。白垩纪又进入了一个稳定下沉阶段，到早第三纪又开始抬升。喜马拉雅运动使盆地北部抬升，南部强烈下沉。

3. 五彩湾—大井坳陷——沉降抬升交替浅型

五彩湾—大井坳陷位于盆地东部，最大埋深4～5千米。从二叠纪开始，快速沉降，沉积速率达130米／百万年，使有机质快速堆集保存，形成了上二叠统平地泉组好生油岩。三叠纪转入稳定下沉阶段。但在印支、燕山期，沉降、抬升交替出现，而且抬升幅度较大，地层受到强烈剥蚀。白垩纪又开始缓慢下沉，到燕山运动末和喜马拉雅期，整个东部为抬升阶段。因此，二叠系生油气层成熟度不高，在地史中处于差异热演化之中。

4. 乌伦古断陷——连续沉降浅型

乌伦古断陷位于盆地北部，晚古生代处于隆起部位。从中生代开始，缓慢下沉，三叠纪沉积速率只有11米／百万年。侏罗纪以后，加快沉积速度，直到现今一直保持稳定下沉特性，平均沉积速率为18米／百万年。因此，总厚度不大，最大埋深约4～5千米。热演化程度不高，对有机质大量成烃转化十分不利。

（二）圈闭类型

圈闭类型有构造型圈闭、地层型圈闭和岩性型圈闭。

构造型圈闭：分为背斜和断层两种类型。背斜圈闭包括挤压背斜、滑脱断层上盘挤压背斜、半背斜、花状扭压背斜和披覆背斜等。断层圈闭包括断鼻、弯曲断层圈闭、墙角断层圈闭和封闭断层圈闭。这种类型数量多，分布广，主要分布在盆地周边，又以南缘最为集中。

地层型圈闭：为地层不整合圈闭、地层超覆圈闭和古地形基岩断块圈闭。在西北缘发现有地层不整合、岩性、断层构成的复合型气藏，如：五区、八区二叠系乌尔禾组和佳木河组气藏、车排子石炭—二叠系气藏。

岩性型圈闭：只发现透镜状岩性圈闭和上倾尖灭岩性圈闭。主要分布在南缘东部台10井区、小泉沟背斜一带。

四、油、气热演化阶段

据不同类型有机质成烃模式，一般划分四个阶段：生油阶段、油气兼生阶段、湿气阶段和干气阶段。

在正常情况下，持续沉降的坳陷最早在沉降中心开始进入成熟期，形成油、气，随着时间进展，成熟演化带向坳陷边缘推移。下面以盆地四个主要生油气坳陷中的埋藏—热演化曲线，研究各生油气层在埋藏过程中的热演化历史，见图2–8–12。

（一）昌吉坳陷

自二叠纪始，该坳陷持续下沉，是盆地中最深的坳陷。在昌吉、玛纳斯、沙门子地区形成沉积中心。七套生油、气层组（P_1、P_2ur^a、P_2ur^b、T_1、J_1b、J_1s、$J_2\chi$）叠合连片，其中J_1b和J_2x为煤系地层。二叠系（P）由于沉降速率高，加上早期火山活动，地温梯度相对较

高。所以，在早三叠世初期，陆续成熟生油，并很快进入了油气兼生期或湿气阶段；从燕山期开始，又陆续裂解为干气。三叠系（T）和中下侏罗世（J_1b、J_1s、J_2x）生油气层沉积时，坳陷进入稳定沉降阶段，地温相对降低，在白垩纪中晚期，才陆续成熟生油；喜马拉雅期先后进入了油气兼生期或湿气阶段，在热变中心已裂解为干气。因此，生成的油气只能聚集在喜马拉雅期形成的构造中。

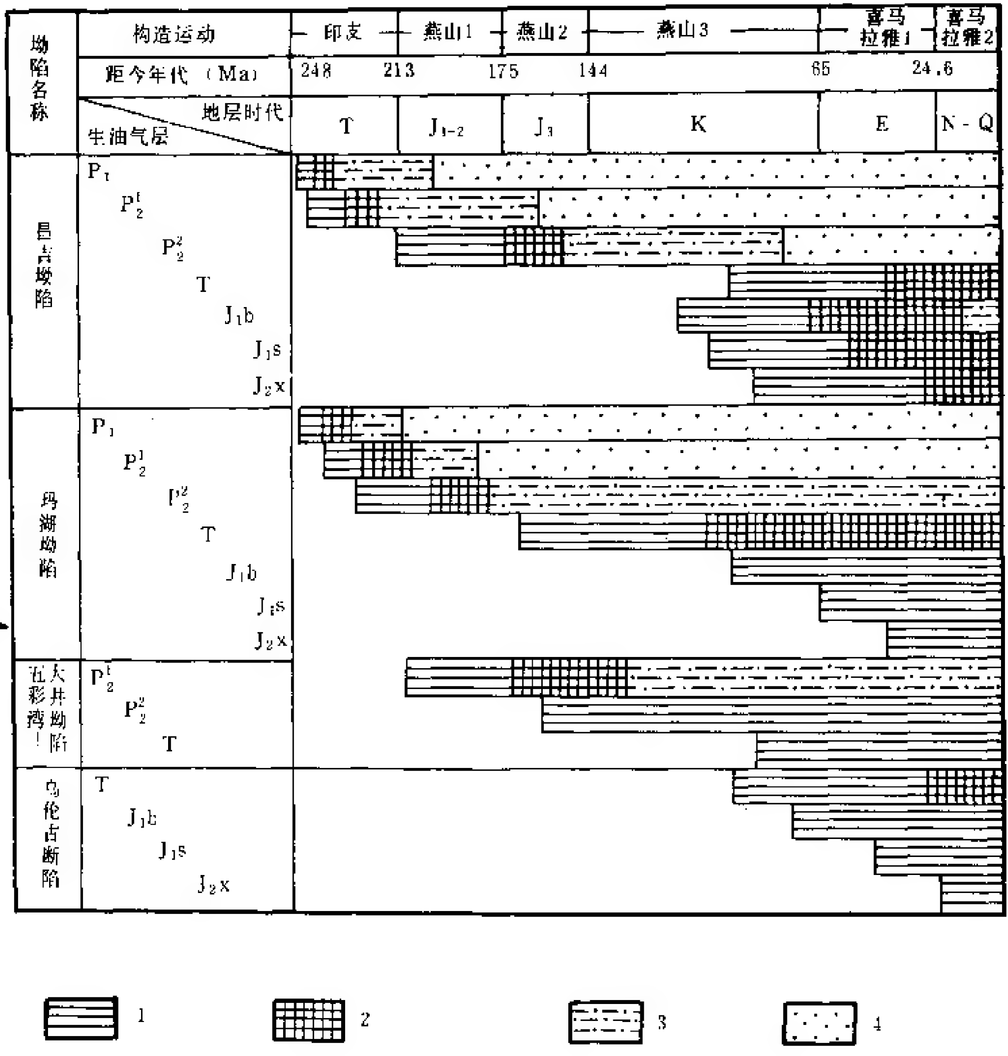


图 2-8-12　准噶尔盆地主要生油气坳陷油气热演化图

1—生油阶段；2—油气兼生阶段；3—湿气阶段；4—干气阶段

（二）玛湖凹陷

该坳陷的分布面积和埋深仅次于昌吉坳陷，是盆地第二大型生油气坳陷。也有七套生油气层组叠合连片。二叠系在快速沉降中，在三叠纪初期—中期成熟生油。在三叠纪中期—侏罗纪早期，很快进入油气兼生期和湿气阶段。现今在热变中心均已进入干气阶段。三叠系沉积后，燕山期坳陷抬升，推迟了成熟作用的时间。因此，三叠系和侏罗系的生油气层，从侏罗纪末—早第三纪末陆续成熟生油，一直延续至今。只有局部地区八道湾组进入油气兼生期。因此，玛湖坳陷主要是二叠系提供油气。



（三）五彩湾—大井坳陷

在盆地东部克拉美利山前一带，二、三叠系沉积速度快，形成了好—较好生油气岩。印支—燕山期坳陷抬升，导致了三叠—侏罗系地层遭受强烈剥蚀，使二叠系主要生油气层平地泉组上覆地层厚度减薄，减缓了油气热演化速度。上二叠统（P_2）在晚侏罗世开始成熟生油，一直处于一个很长的生油阶段。三叠系（T）在白垩纪末期开始成熟，也一直延续至今。所以，以二叠系为油源层应以找油为主，而石炭系是可能气源层。

（四）乌伦古断陷

该断陷从三叠纪始连续沉降，发育晚，地温梯度低；自下而上的四套生油层组热演化程度都不高。三叠系（T）在白垩纪晚期才开始成熟，早第三纪末期进入油气兼生期到今。而侏罗系（J_1b、J_1s、J_2x）三个层组从白垩纪末到晚第三纪早期陆续成熟，一直到今仍处在生油阶段，还没有进入油气生成的高峰期，即运移期。因此，难以富集形成油气藏。

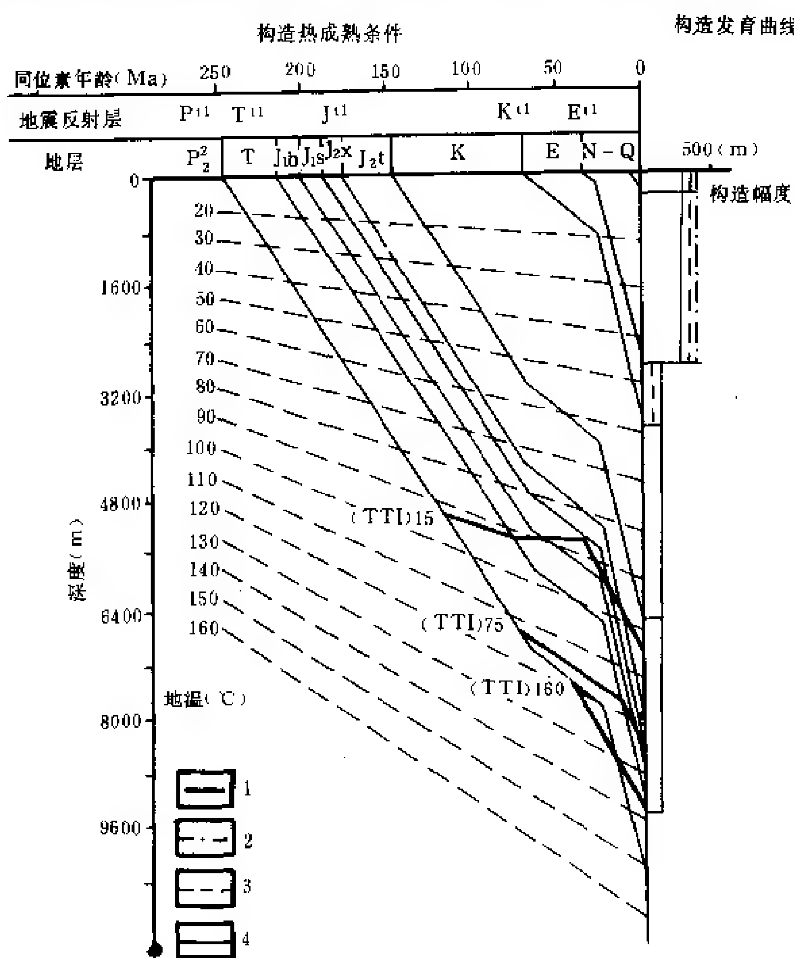


图 2-8-13　呼图壁背斜聚气条件分析图

（共成熟型、底成熟型）

1—TTI 值线；2—晚第三纪构造发育曲线；3—白垩系顶构造发育曲线；4—侏罗系顶构造发育曲线

五、圈闭聚气条件

圈闭聚气条件实质上是圈闭在形成的时间上、空间上与生气凹陷中天然气生成、运移、聚集之间的匹配关系。人们在找油、气的实践中认识到，最有利的圈闭不仅在空间上处于凹

中降的有利部位，而且应该从动态上研究，圈闭形成在时间上要与天然气生成同期、同步或更早。国内外在研究圈闭成熟条件时，普遍采用埋藏—热演化曲线与构造发育曲线配置的方法来判断圈闭聚气条件的优劣。

一般，将成熟类型划分为共成熟型、底成熟型、侧成熟型和未成熟型四种。下面选几种实例进行分析。

实例 1 呼图壁背斜聚气条件分析，见图 2-8-13。

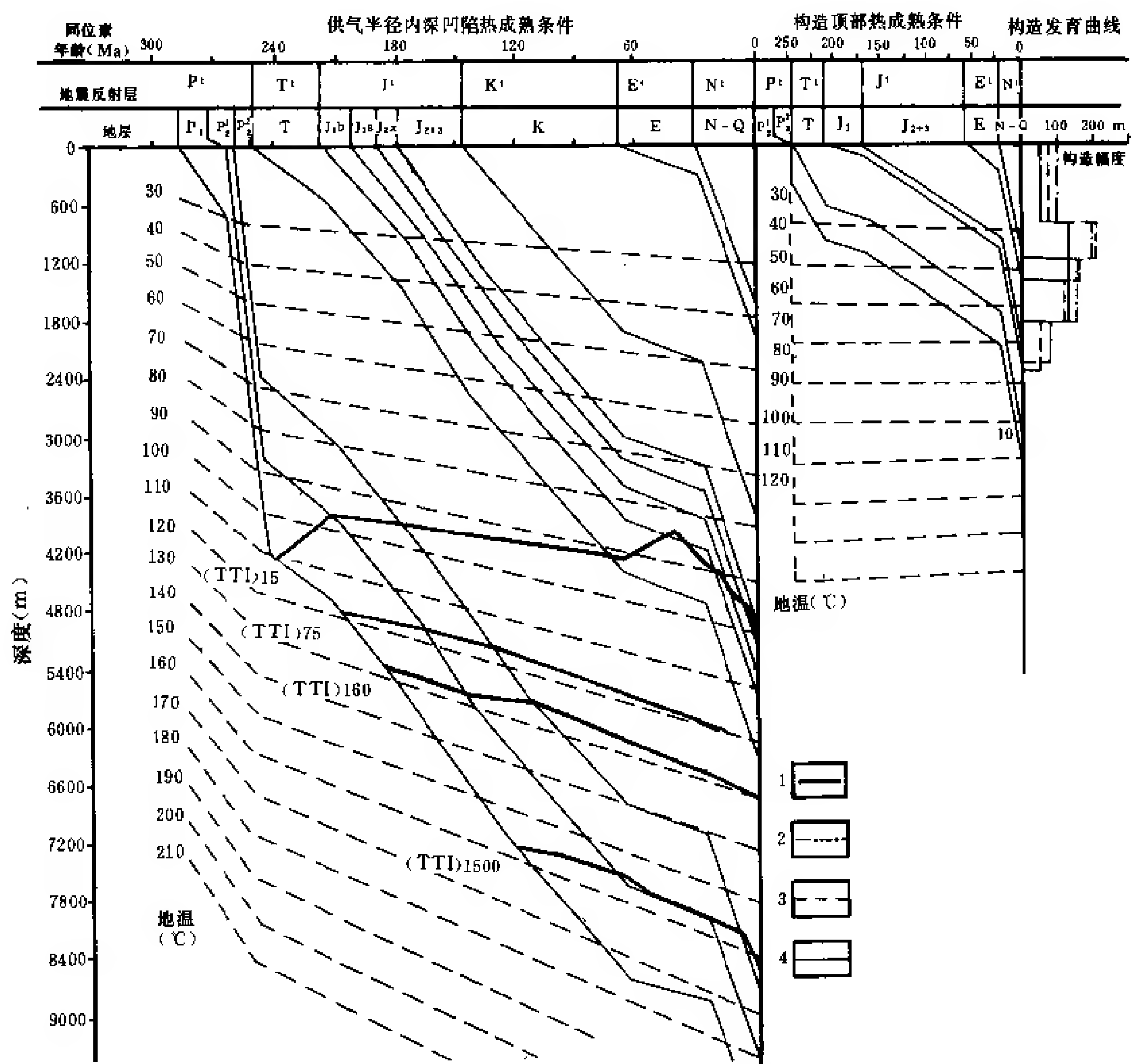


图 2-8-14 台 10 井区聚气条件分析图（侧成熟型）

1—TTI 值线；2—侏罗系齐古组底构造发育曲线；3—侏罗系头屯河组底构造发育曲线；4—侏罗系八道湾组底构造发育曲线

南缘昌吉坳陷生气区的二叠、三叠和侏罗系气源岩在白垩纪时已进入生气门限，第三纪时进入了生气高峰期。该背斜之侏罗系在侏罗纪时已初具圈闭雏型，在生气高峰的喜马拉雅期，也是圈闭最后定型期，故侏罗系圈闭为共成熟型圈闭，是一种最好的聚气圈闭。而白垩系、第三系圈闭是侏罗系气源岩进入生气高峰期形成的圈闭，属于底成熟圈闭。只要有垂向运移通道，也是一种较好的类型。南缘构造带独山子、安集海、霍尔果斯等背斜都是这种类

型；中央隆起带盆1井背斜、中央鼻隆也具有这种类型。

实例2 台10井区聚气条件分析，见图2-8-14。

圈闭内地层在生气门限以上，但在其供气半径内（50千米）的沉积凹陷中的气源岩已进入生气门限，只要圈闭形成时间与凹陷中天然气运移时间同期或早于天然气运移时间，则天然气可侧向运移进入圈闭。这种凹边隆也具有较好的聚气条件。如图2-8-14所示，台10井区在阜康凹陷供气半径之内，凹陷中二叠系气源岩在侏罗纪时进入生气高峰期，故台10井区侏罗系地层中岩性圈闭、或在燕山期所形成的构造圈闭，正好捕获从深凹陷中侧向运移来的油、气；而凹陷中，侏罗系气源岩现今刚刚进入生气门限，所形成的未熟气也可以进入已形成的构造圈闭之中。这同台10井区已获得的两种成因类型的天然气（油型气和混合气）是来自两个气源（二叠和侏罗系）的结论是吻合的。侧成熟型在西北缘、盆地腹部、三个泉南斜坡等地都存在。

第五节 天然气资源预测及勘探方向

目前，天然气在我国能源结构上仅占2.3%，同世界先进国家一般占20%～30%相比，所占比例显得过小。因为天然气不仅是清洁的燃料，还是化工产品的原料。所以当务之急，要开创天然气工业的新局面，寻找高丰度、高产量的大气田或中、小气田群。准噶尔盆地在天然气远景评价中，是寄希望寻找大气田的战略基地。盆地天然气资源预测及勘探方向如下。

一、天然气资源预测

天然气资源预测是地质基础研究工作的综合体现，是制定勘探规划的重要依据。以往在静态的资料基础上计算现今的生气量和资源量；而这次根据新的思路，采用新的方法，以大量的动态资料为基础，计算各气源层在不同的地质历史阶段中所生成的气量以及总资源量。

（一）计算方法和参数选择

1）据688块样品13个分析项目的地球化学指标，确定了P_1、P_2、T、J_1b、J_1s、J_2x、$E_{2-3}a$层组为盆地气源层。

2）筛选了12块代表性的样品进行了开放体系热模拟试验，23块样品做了封闭体系的热模拟试验，共计35块样品。最后，换算成开放体系下热模拟试验数据，编绘成28张不同温度下的累积产气率图版。

3）建立了全盆地11个R_o值随深度变化关系曲线，计算了古地温和古地温梯度、现地温和现地温梯度，并由微机编绘了石炭—二叠纪、三叠—侏罗纪和现今地温场分布图。

4）统计了全盆地400多个点的实际资料，微机处理寻找暗色泥岩厚度与地层厚度、泥岩厚度与地层厚度、暗色泥岩厚度与泥岩厚度的关系，编绘了P_1、P_2、T、J_1b和J_2x暗色泥岩等厚图和J_1b、J_2x煤层厚度图。

5）利用*TTI*法，研究了7个气源层有机质从沉积到现今全过程的热变史，编绘了32张热演化图和R_o值等值图。

6）利用地震和钻井资料在全盆地选定了330个基础资料点，给予分层数据和其他有关资料，作为编绘平面图幅和计算生气强度的基础点位。

7）划分生气坳陷（凹陷）和天然气资源评价区块。全盆地共划分了7个评价区块，即昌吉坳陷—乌鲁木齐山前坳陷、四棵树凹陷、盆地中央隆起、玛湖凹陷、三个泉隆起—乌伦

古断陷、沙—奇降起区、吉木萨尔凹陷。

8）根据上述资料确定：①成熟生气岩面积（原则是气源岩在生气门限以内，并扣除暗色泥岩小于50米、煤层小于5米的沉积面积）；②据暗色泥岩等厚图和煤层等厚图确定基础点位上的有效气源岩厚度；③据分析资料确定气源岩密度；④确定有机碳含量；⑤根据气源岩在不同历史阶段中热演化程度，查基础点位上的产气率；⑥计算每个基础点位的生气强度；⑦编绘气源岩在不同地质历史时期的生气强度图和总生气强度图；⑧据国内外资料类比提出排、聚系数；确定了不同层系的面积分配系数、扩散系数和构造系数；⑨统一用下列公式分别计算区块资源量、地史发展阶段资源量和层组资源量。

计算公式：

$$Q = S \cdot D \cdot A \quad (1)$$

其中
$$D = S' \cdot (H_c \cdot P_c \cdot G_c + H_r \cdot P_r \cdot C_r \cdot G_r) \quad (2)$$

式中 Q——盆地或区块天然气资源量，亿立方米；

D——生气强度（单位面积生气量），亿米^3／千米^2；

S——盆地或区块面积，平方千米；

S'——单位面积，平方千米；

H_c、H_r——分别为煤和暗色泥岩厚度，千米；

P_c、P_r——分别为煤和暗色泥岩密度，米^3／吨；

C_r——暗色泥岩有机碳含量，小数；

G_r——泥岩产气率，米^3／吨$_{有机碳}$；

G_c——煤气发生率，米^3／吨$_{煤}$；

A——天然气聚集系数（面积分配系数、扩散系数、构造系数），小数。

（二）天然气资源计算结果

在数据确定之后，利用蒙特卡洛法程序在微机中最终完成计算结果。经统计，得出各区块不同地史时期和各层组所生的天然气资源分布情况（表2-8-4）。

（三）天然气资源分布

1. 层位分布

计算结果表明，全盆地6个层位（下第三系因未进入生气门限没有计算）天然气的总资源量中上二叠统和侏罗系天然气资源量占总资源量的87.12%，是盆地主要气源层。

2. 各地史发展时期阶段资源分布

由表2-8-4说明，盆地从晚二叠世开始生气，随着热演化程度的提高，资源量在不断地增加。白垩纪至今，天然气资源量占总资源量的79.09%。从构造匹配关系上看，喜马拉雅期形成的构造也是天然气勘探的有利地区。

3. 区块资源分布

表2-8-4说明，昌吉—乌鲁木齐山前坳陷天然气资源量占总资源量的78.95%，西北缘冲断带占10.5%，盆地中央隆起带占6.78%。

二、天然气圈闭潜在资源量预测和分类排队

在天然气圈闭评价中，我们收集100多个圈闭。根据气源岩、圈闭大小及勘探程度等条



件进行了筛选，最后选用其中59个圈闭、128个单层圈闭、9179.26平方千米的圈闭面积进行评价。在层位上，从石炭系到上第三系都发育有圈闭，在数量上以侏罗系为最多，其次是二叠、三叠和第三系。在分布上，主要分布在盆地周边，以南缘最为集中。在类型上，以构造圈闭为主，次为地层圈闭和岩性圈闭。

表2-8-4　准噶尔盆地天然气资源量分布综合统计表（众数值）

区块资源量			地史时期资源量			层位资源量		
区块名称	气源岩	%	地史时期	气源岩	%	生气地层	气源岩	%
昌吉、乌鲁木齐山前坳陷	暗色泥岩	52.74	二叠纪	暗色泥岩	0.07	下二叠统 P_1	暗色泥岩	9.26
	煤系泥岩	6.72						
	煤	19.49						
四棵树凹陷	暗色泥岩	0.22	三叠纪	暗色泥岩	5.68	上二叠统 P_2	暗色泥岩	16.22
	煤系泥岩	0.24						
	煤	0.59						
中央隆起	暗色泥岩	3.79	早侏罗世	暗色泥岩	4.92	三叠系 T	暗色泥岩	3.62
	煤系泥岩	1.23						
	煤	2.12						
西北缘冲断带及玛湖坳陷	暗色泥岩	9.49	中侏罗世	暗色泥岩	8.51	下侏罗统三工河组 J_1s	暗色泥岩	8.23
	煤系泥岩	0.58		煤系泥岩	0.64			
	煤	0.43		煤	1.09	下侏罗统八道湾组 J_1b	煤系泥岩	7.93
三个泉隆起及乌伦古断陷	暗色泥岩	0.14	晚侏罗世—白垩纪	暗色泥岩	20.92			
	煤系泥岩	0.01		煤系泥岩	1.37		煤	13.94
	煤	0.22		煤	5.57			
沙—奇隆起	暗色泥岩	0.90	早第三纪	暗色泥岩	12.34			
	煤系泥岩	0.13		煤系泥岩	1.40	中侏罗统西山窑组 J_2x	煤系泥岩	1.00
	煤	0.87		煤	3.47			
吉木萨尔凹陷	暗色泥岩	0.05	晚第三纪	暗色泥岩	14.90		煤	9.00
	煤系泥岩	0.01		煤系泥岩	5.51			
	煤	0.03		煤	13.61			

（一）潜在资源量计算

1. 计算公式

潜在资源量是计算圈闭中天然气可能的聚集量，以及在钻探获得成功后可以探明的天然气储量。目前国内外普遍用体积法计算潜在资源量。其公式为：

$$Q = S \cdot F \cdot H \cdot K$$

式中 Q——潜在资源量，亿立方米；

S——圈闭面积，平方千米；

F——充满系数，小数；

H——气层厚度，米；

K——单储系数，亿米^3/千米^2。

2. 参数选择

潜在资源量计算参数构成中，圈闭面积取值于地震构造图；无此图时，可取其地面地层圈闭的二分之一面积作参考。充满系数、气层厚度和单储系数是据盆地已知的五个不同类型气藏的统计结果综合选值。在背斜、断块、地层和岩性各型气藏中，选取三个等级的系数区间值，同时确定出不同地质条件、资料条件下的地质把握系数，并按地质类比法给每个评价的单层圈闭赋值。

3. 潜在资源量计算结果

在单层圈闭参数确定后，采用蒙特卡洛法完成59个圈闭的计算结果（表2-8-5）。

盆地潜在资源量占盆地总资源量的26.5%。上述数值不等于盆地最终潜在资源量，因本次所评价的圈闭只是盆地中的一部分；有的未列入评价中，有的圈闭还没有被发现。另外评价的59个圈闭是在勘探程度低、资料少的情况下进行的，随着对盆地勘探程度的提高将有更多的圈闭、更多的气藏被发现。

从天然气潜在资源量分布情况看：侏罗系圈闭是盆地内主要储气圈闭，风险储量占盆地圈闭风险储量的38.98%；其次是上第三系、二叠系、三叠系圈闭。在平面上，主要集中在盆地南缘乌鲁木齐山前坳陷的构造带，占盆地潜在资源量和风险储量的73.31%和83.52%。

（二）圈闭地质排队、分类

根据圈闭地质把握系数（A_g）和风险储量（$\dot{Q}_v$）两个参数求出综合评价排队系数（R_a），按R_0值的大小，对所评价的59个圈闭进行了排队、分类（表2-8-6）。

上述表中所列：Ⅰ类圈闭为盆地最好的含天然气圈闭，排队系数在1以下，最高风险系数为0.239，合计风险储量占盆地圈闭风险储量的70.53%，应为勘探的主要目标。

三、天然气勘探方向和建议

盆地发现的天然气藏数目有限（近几年才有所发展），而已发现气田的储量仅占总资源量的很小一部分。盆地的天然气勘探尚处在初期阶段，勘探的潜力很大，但要取得突破性进展尚需做大量工作。

1. 资源潜力分析和主攻目标

准噶尔盆地是我国重要的天然气勘探的后备战场之一。从上面对气源岩、储集层、盖层条件、构造圈闭、油气热演化阶段和聚气条件等因素进行综合研究后，认为盆地具有形成大、中型气田的基本地质条件，而且预测的天然气总资源量很大，约占全国总资源量的五分之一。这些天然气资源在层位上主要集中在二叠系和侏罗系，在平面上则主要集中在盆地南缘。天然气潜在资源量预测结果，59个圈闭的资源量占总资源量的26.5%。分布上，以侏罗系圈闭为主要储气圈闭，其次为上第三系、二叠系、三叠系圈闭。经地质排队、分类、优



表 2-8-5 准噶尔盆地天然气圈闭分类排队总表

分类	排队序号	圈闭序号	圈闭名称	排队系数（R_a）	Y（A_g）	X（$Q_v/Q_{v最大}$）
I	1	2	吐谷鲁背斜	0.25383499	0.764	1.000
	2	4	霍尔果斯背斜	0.25969230	0.761	0.910
	3	1	呼图壁背斜	0.27146128	0.888	0.755
	4	14	齐古背斜	0.30052449	0.872	0.735
	5	5	安集海背斜	0.30429030	0.840	0.740
	6	3	玛纳斯背斜	0.36734577	0.723	0.750
	7	7	独山子背斜	0.77958873	0.859	0.424
	8	6	独南背斜	0.93768811	0.771	0.376
	9	25	台 10 井区圈闭	0.94001179	1.000	0.279
II	10	46	八区佳木河组圈闭	1.3724696	0.900	0.063
	11	47	五区佳木河组圈闭	1.3884001	0.900	0.053
	12	24	小泉沟背斜	1.4663745	0.848	0.049
	13	59	车 2 井区地层圈闭	1.4983758	0.543	0.296
	14	8	西湖背斜	1.5525066	0.470	0.331
	15	26	北 14 井区地层圈闭	1.7989233	0.771	0.010
	16	11	四棵树河东构造	1.8768626	0.578	0.138
III	17	41	石南 3 号背斜	1.8917476	0.508	0.208
	18	15	吕吉背斜	2.0414016	0.581	0.074
	19	40	石南 3 号西背斜	2.0723183	0.557	0.095
	20	17	南小渠子背斜	2.0732560	0.402	0.264
	21	43	夏子街背斜	2.1025167	0.583	0.047
	22	48	四$_1$区断鼻圈闭	2.1348514	0.571	0.052
	23	39	石南 2 号背斜	2.1842740	0.545	0.072
	24	9	艾卡北地层圈闭	2.2720985	0.473	0.143
	25	44	风南背斜	2.4092826	0.518	0.034
	26	28	青格达断块	2.4156059	0.526	0.017
	27	51	红 1 井区断层圈闭	2.6110170	0.485	0.023
	28	10	卡因迪克背斜	2.6974480	0.472	0.019
	29	55	车 25 断块	2.8197438	0.459	0.004
	30	33	沙南背斜	2.9090195	0.443	0.010

续表 2–8–5

分类	排队序号	圈闭序号	圈闭名称	排队系数（R_q）	Y（A_g）	X（$Q_v/Q_{v最大}$）
	31	45	百 56 井断块	3.2156531	0.403	0.009
	32	36	五彩湾鼻状构造	3.2220936	0.266	0.212
	33	34	沙南断块	3.5585462	0.357	0.033
	34	18	北小渠子背斜	3.6809940	0.356	0.004
	35	21	古牧地背斜	4.0284247	0.324	0.013
	36	57	车 47 断块	4.0811458	0.323	0.003
	37	58	车 60 断层圈闭	4.1447548	0.318	0.004
	38	27	老庄湾断层圈闭	4.2506597	0.311	0.002
	39	12	南安集海背斜	4.3837988	0.302	0.002
	40	54	车 24 断块	4.6886765	0.282	0.007
	41	53	车 23 断块	4.7106514	0.282	0.002
	42	49	红 50 断块	4.7106514	0.282	0.002
	43	50	车 21 断块	4.7106514	0.282	0.002
	44	56	车 48 断块	4.7148730	0.282	0.001
IV	45	13	清水河背斜	4.7802712	0.272	0.024
	46	30	榆树沟背斜	5.1182443	0.249	0.041
	47	19	煤系背斜	5.2195454	0.252	0.017
	48	42	盆 1 井背斜	5.2345534	0.255	0.002
	49	23	南阜康背斜	5.5861712	0.239	0.005
	50	22	阜康背斜	6.5225329	0.206	0.005
	51	16	喀拉扎背斜	7.6882403	0.176	0.004
	52	52	车 16 井地层圈闭	7.8531902	0.173	0.0002
	53	35	屏风山断块	8.7379006	0.151	0.025
	54	20	七道湾背斜	8.9990696	0.151	0.005
	55	38	滴水泉地层圈闭	9.6863192	0.126	0.051
	56	37	盐池背斜	11.547227	0.119	0.0006
	57	29	碱西背斜	14.089627	0.098	0.0005
	58	32	将军庙北背斜	14.544561	0.095	0.0005
	59	31	红山背斜	21.922750	0.061	0.015

注：Y（A_g）为地质把握系数，X（$Q_v/Q_{v最大}$）为风险储量系数。



表 2-8-6 准噶尔盆地天然气圈闭排队、分类表

圈闭类别	排队序号	圈闭个数	排队系数 (R_a)	地质把握系数 (A_g)	风险系数 ($1-A_g$)	合计风险储量百分数 (%)
Ⅰ	1~9	9	<1	>0.761	<0.239	70.5
Ⅱ	10~17	8	1~2	0.9~0.47	0.1~0.53	13.6
Ⅲ	18~30	13	2~3	0.581~0.402	0.419~0.598	10.1
Ⅳ	31~59	29	>3	0.403~0.002	0.597~0.998	5.8

选，Ⅰ类圈闭为盆地最好的含天然气圈闭，主要分布在南缘。因此，今后以侏罗系以上地层为勘探目的层的领域，则应以盆地南缘为中心，即昌吉坳陷—乌鲁木齐山前坳陷中成排成带的构造为对象;其次为坳陷外围的有利地区,如三台断隆带、北三台凸起、中央隆起带、红车断阶带以及四棵树凹陷的东部。以二叠系以上地层为勘探目的层，以西北缘冲断带、玛湖坳陷凹中隆、盆地东部和中央鼻隆为有利地区。

将"主攻南缘，侦察中央，深化油区"作为盆地天然气勘探的指导思想。

2. 勘探建议

为了使天然气勘探在今后有一个大的突破，根据主攻目标，建议在勘探上采取"突破两头，打中央，兼探油区"的办法，使天然气勘探来个飞跃的发展。

"突破两头"：在南缘第三排构造的东西两头，选择两个构造，各钻一口探井，力争突破，有所发现。西头选安集海背斜，在轴部首先钻探安4井；在东头选择古牧地—呼图壁之间的潜伏构造，这可能是同一排构造。地面古牧地构造为长轴背斜，轴部出露侏罗系，经钻探见到油、气流，油气源对比认为油气来自侏罗系。从目前地震资料看，该构造西翼向西部延伸，过米泉和昌吉县与呼图壁潜伏构造相连，在两构造之间很可能还有潜伏构造。若能查清其面貌，以侏罗系为目的层，确定一口探井或参数井，很可能发现背斜气藏或非背斜气藏。因为这两个构造都处在生气强度中心和周缘地区，构造大，保存完整，也不缺有利相带。在平原地区钻井，交通、水文、电力都比较方便，一旦有所突破，乌市及相邻县市都会得到社会效益和经济效益。因此，建议"一上（上安4井）二查（地震查清东头构造）"，尽早上钻。

"打中央"：指中央隆起带，特别是中央鼻隆。这是盆地长期抬升的地区，是昌吉坳陷、盆1井凹陷、漠区凹陷油气运移的指向区。经受历次构造运动的波及较弱，保存条件好，是天然气运移聚集非常有利的场所，是一个大型含油气聚集区。建议尽早查清局部构造，落实井位，开拓找气新领域。

"兼探油区"：在目前油区范围内，已发现若干小型或中型气藏，应继续进行深化勘探；在探油的同时兼探天然气，不断扩大天然气勘探成果。

第九章 油 气 藏

第一节 油气藏类型

通过历年来对盆地的石油与天然气勘探，已初步证实：在复杂的构造背景条件下，在晚古生代到中、新生代漫长的地史中，盆地内形成了多套生储盖组合、多种油气藏类型。盆地演化期长，又经历了频繁的构造运动的改造，故而，油气藏类型既多样又复杂。正是如此，多因素的复合型圈闭较多，很难恰当地制定出分类原则，并合理地分类归并。

一、分类原则

关于油气藏的分类，中外地质学家都做过不少研究与划分，分类方案多达数十种。加之各家分类原则的侧重点不同，造成在分类与命名上，多而繁琐，在生产上被普遍采用的甚少。

经研究认为，油气藏分类的主要依据，应当是圈闭的成因，根据成因的异同来划分类型，即通常所谓的成因分类。这样，既可以清楚地反映油气藏的基本面貌与形态，又可以显现出油气藏类型之间的区别与联系，同时亦可预示着相同或不同的构造单元将会出现哪种油气藏类型，从而有利于油气勘探部署方案与勘探方法的选择。

具体分类，可遵循以下基本原则：

1）要充分反映圈闭的成因。在成因复杂的情况下（即圈闭因素较多），以圈闭形成的主要条件为主进行分类。

2）构造因素（包括构造运动、古构造格局等）直接或间接地都与圈闭成因有关，但圈闭成因只考虑直接因素。

3）分类既要考虑科学性，又必须注意实用性，能有效地指导油气勘探与开发工作，使分类具有使用价值。

二、类型划分

根据上述原则，我们将盆地已发现的油气藏，划分为以下三大类。

（一）构造油气藏

由构造圈闭所形成的油气藏，统称构造油气藏。构造圈闭可以是一次构造运动所形成，亦可是多次构造运动改造结果的产物。构造圈闭的几何形态是多种多样的，因此，构造油气藏基本上可分为背斜油气藏、断裂油气藏与裂隙油气藏。

1. 背斜油气藏

指油气聚集在储盖层拱形上隆所造成的圈闭中，称背斜油气藏。按其特征在盆地内可分两种类型。

（1）褶皱型背斜油气藏　主要是指在挤压或压扭应力下形成的背斜圈闭中的油气藏。这类油气藏出现于盆地南缘山前坳陷区，是相对活动区的产物。由于地层褶皱强烈，常伴随有冲—掩冲断层。加之山前区沉积物搬运距离短，储集层物性变化大，所以油气在圈闭中的分布，往往还受岩性与断层的影响，形成背斜控制下的复合型油气藏。在圈闭类型上，有人又细分为背斜—岩性油气藏或背斜—断层油气藏等。独山子油田的第三系中新统油气藏（图



2–9–1）即属这类油气藏的典型例子。这类背斜油气藏，由于背斜多呈长轴或线状，目的层闭合面积较小，但褶皱幅度较大，两翼不对称或一翼倒转，勘探难度较大。

（a）

（b）

（c）

图 2–9–1　独山子油田构造图（a）及油气藏横剖面图（b、c）

山前坳陷区的另一类背斜油气藏，属比较完整的背斜油气藏。尽管背斜轴部或翼部有时亦有断层出现，但一般未破坏油气藏的完整性。这类油气藏多出现于构造的山前推举带上，如齐古油田上的中上侏罗统油气藏（图 2-9-2）。

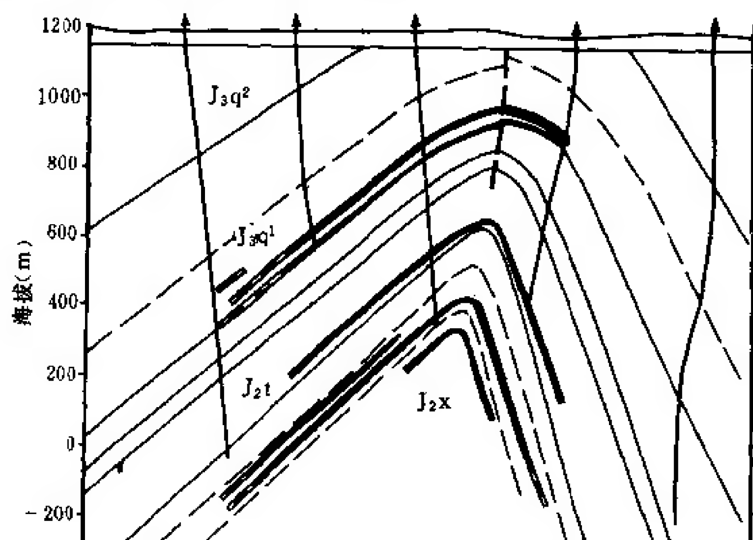


图 2-9-2　齐古油田油藏横剖面图

(2) 基底隆起型背斜油气藏　主要指受基岩隆起控制下沉积岩形成的背斜油气藏。由于基底的缓慢上升，这类背斜一般隆起幅度较小，而闭合面积较大，油藏亦较完整。典型的例子是盆地东部火烧山油田的二叠系自生自储油气藏（图 2-9-3）。这类油气藏多出现在盆地内部覆盖区，属稳定区的产物。但是，由于基底上升与盖层沉积速度的不均衡，容易造成基底上升速度大于沉积速度，使储盖层遭受不同程度的冲刷、侵蚀破坏，改变了油气圈闭性质，形成另一类油气藏。

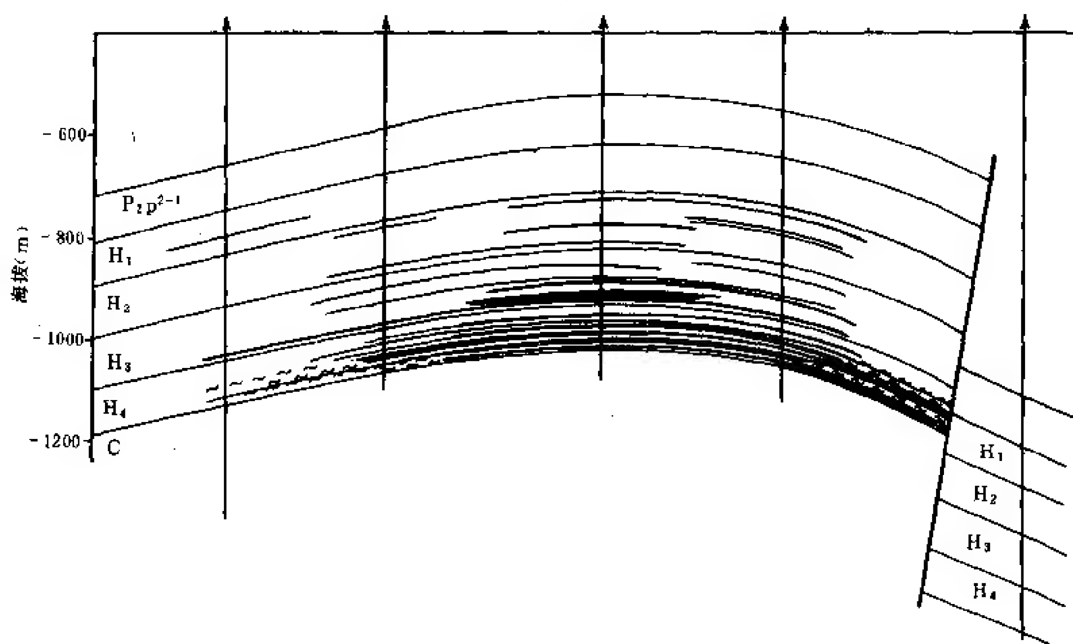


图 2-9-3　火烧山油田油藏横剖面图



2. 断层油气藏

所谓断层油气藏，通常是指储集层上倾方向受断层遮挡所造成的圈闭，其中被油气所充满。一般来说，在表现形式上，它是断层线、构造等值线与储集层尖灭线三者互相配置而形成。克拉玛依油田位于盆地边缘冲断带上，断层发育，断层油气藏占着很重要的位置。但由于断层组合复杂，储集层岩性、孔渗性变化大，所以断层圈闭的油气藏是多种多样的。现分别叙述如下：

（1）断层与岩性圈闭所形成的油气藏　一类是储集层的上倾方向被断层所遮挡，沿下倾方向及两侧储集层逐渐变薄到尖灭而形成的圈闭；另一类是，沿下倾储集层并未尖灭，而是由于岩性变为不渗透层而形成的圈闭。这两种圈闭的形成，主要是断层与储集层变为凸镜体或不渗透层所致，与构造等值线无关（图 2–9–4）。

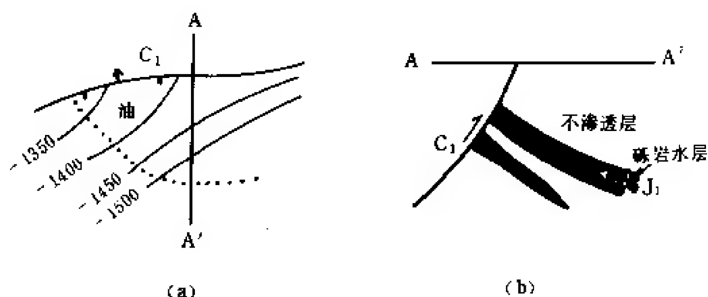


图 2–9–4　克拉玛依油田八区断层遮挡油气藏构造图（a）及剖面图（b）

（2）断层与构造鼻圈闭形成的油气藏　油田处于构造向盆地总的倾斜背景上，在断层发育带有众多的受基底隆起所控制的鼻状构造，上倾方向被断层遮挡，将油气圈闭起来，形成油气藏（图 2–9–5）。

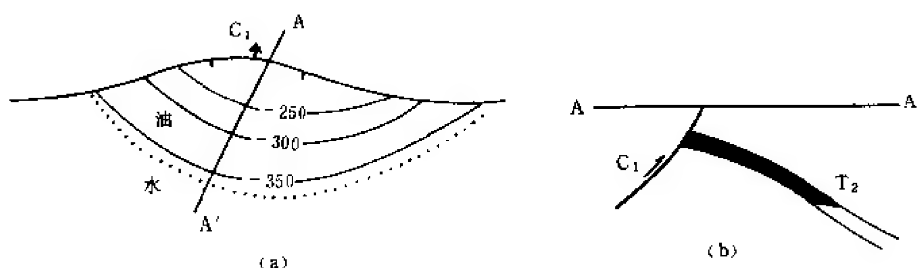


图 2–9–5　克拉玛依油田湖湾区油、气藏构造图及剖面图

（3）交叉断层与倾斜地层圈闭所形成的油气藏储集层倾斜的上倾方向，为两条斜交断层所遮挡。在构造图上，为构造等值线与交叉断层相交，形成封闭空间，将油气圈闭起来，形成油气藏（图 2–9–6）。

（4）弯曲断层面与倾斜地层圈闭形成的断层油气藏　在储集层上倾方向，为一向上凸出的弯曲断层所包围遮挡，形成构造等值线与断层线相交，构成储集空间，并充满油气，形成油气藏（图 2–9–7）。

（5）断块油气藏断块是断层的一种组合形式。前述的几种断层遮挡，均发育于主断裂带上下盘，而主断裂带内，是由主断层及其派生断层组成的叠瓦状或近叠覆状断块。这些断块，有封闭型与半封闭型两种。又因断层组合形式不同，因而圈闭条件比较复杂，种类较多，但从圈闭成因基本上可分为以下两种亚型。



其一为封闭断块油气藏，系指两条或两条以上的弯曲断层相交，并完全闭合而形成封闭。无论断块内构造等值线反映各层系的构造形态如何，但最终所有构造等值线完全与断层相交，中间形成闭合空间。在闭合空间内所有适于储油的储集层，基本上被油气所充满，形成多层系储盖组合。在油田内，断块越高，含油层就越多（图 2–9–8）。

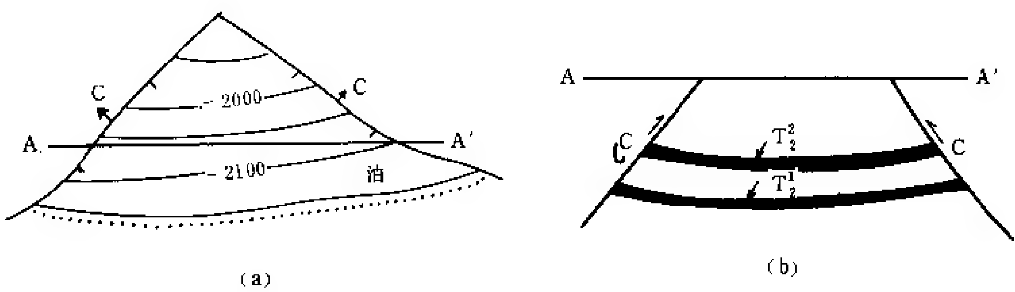


图 2–9–6　百口泉油田油、气藏构造图（a）及剖面图（b）

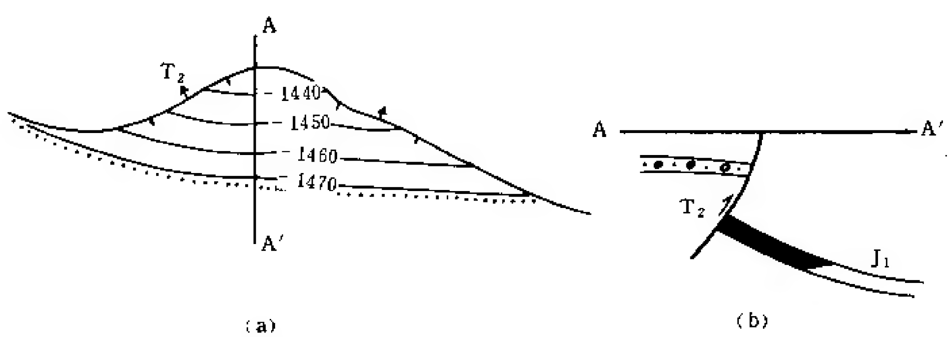


图 2–9–7　克拉玛依油田十区油、气藏构造图（a）及剖面图（b）

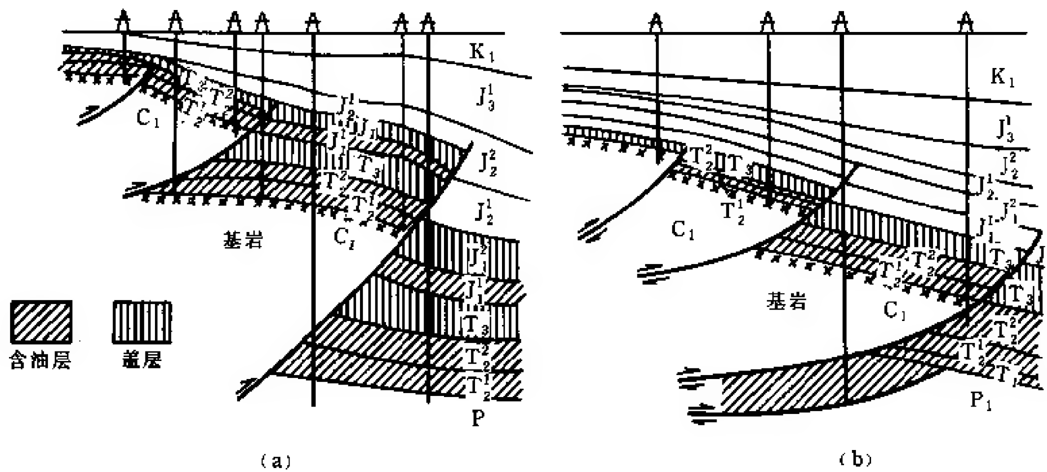


图 2–9–8　白碱滩油田（a）和克拉玛依油田九区（b）断块油气藏剖面图

其二为向斜型断块油气藏，系指三面被断层圈闭的断块。由于断块组合形式不同及断块内储集层岩性、物性变化大，因而断块造成的圈闭亦是复杂多样。根据构造等值线与断块相交而显示的构造特征近似向斜型（有时又似背斜型，或不规则单斜型与复合型）。两条或两条以上断层组成的似向斜油气藏，为断层沿上倾方向切割形成封闭。在构造图上，表现为构造等值线与断层面成箕状相交，形成了向斜型储集空间，油气充满于储集层内，形成了断层封闭油气藏（图 2–9–9）。

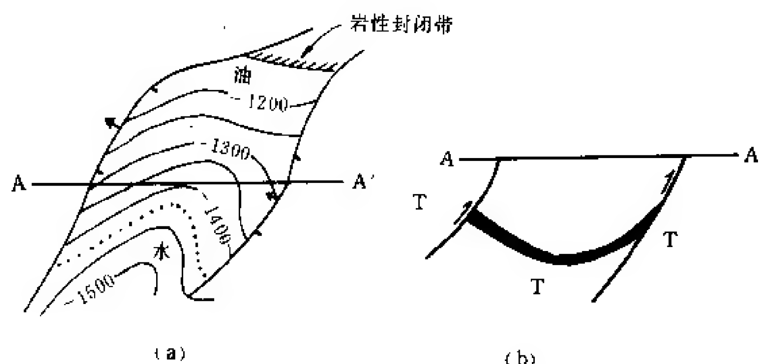


图 2–9–9　白碱滩油田断块油、气藏构造图（a）及剖面图（b）

属于上述两种亚型的油气藏，亦见于盆地东部三台—阜康冲断带前缘区。在这里，封闭断块与向斜型断块紧邻出现，在横剖面上则显现出阶状断块油气藏的特点。

（二）岩性—地层油气藏

这类圈闭，主要是指沉积变化所引起的储集层岩性变化、孔渗变化对油气藏形成的圈闭作用，以及构造因素所引起地层上下不整合、沉积超覆与退覆等所造成的储集层中断对油气聚集与保存所形成的圈闭。盆地内已知的岩性—地层油气藏有：

1. 原生砂岩体油气藏

这类油气藏按储集层形态、产状及渗透性变化，又可分为以下三类。

(1) 地层—岩性尖灭油气藏　这类油气藏主要是储集层沿上倾方向尖灭，周围被泥质岩包围所形成的圈闭，从而形成这种类型的油气藏（图 2–9–10）。当油气供给不足时，往往仅上倾方向最上段被油气所充满。

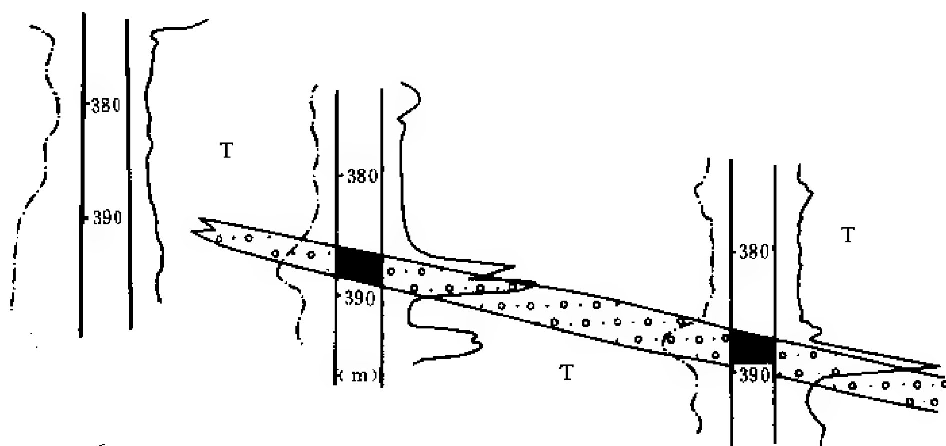


图 2–9–10　克拉玛依油田湖湾区岩性尖灭油气藏钻井与电性剖面图

(2) 砂砾岩凸镜体油气藏　这类油气藏的储集层是由不规则的砂砾岩凸镜体所组成，厚度、大小变化复杂，但都是被泥质包围而形成的圈闭，油气充满其间而形成的油气藏（图2–9–11）。

(3) 同一岩性中的不规则储集体油气藏　储集体由于胶结物不同及后生变化作用，使同一储集层中渗透性差别很大，常常在低渗透层中出现高渗透带，其间充满了油气，顶底与周围被低渗透层和泥质体所包围（图2–9–12）。

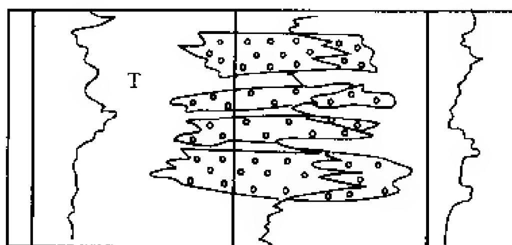


图 2–9–11　克拉玛依油田湖湾区岩性凸镜体油气藏钻井与电性剖面图

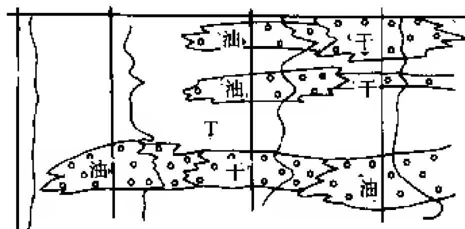


图 2–9–12　克拉玛依油田湖湾区岩性不规则储集体油气藏钻井与电性剖面图

2. 地层超覆不整合油气藏

指因构造变动所造成的沉积间断，使下伏地层遭受侵蚀后，被后来的沉积所覆盖，并在不整合面上下形成了油气聚集，造成了地层不整合油气藏。已知有下列两种形式：

(1) 单斜型地层不整合油气藏　在斜坡带主断裂上下盘，由于盆地的长期不断下沉，使不同时代或同一时代的沉积逐渐扩大沉积在下伏经过侵蚀的老地层上，油气沿不整合面向上运移，储集于超覆沉积的渗透性岩层内，结果形成了地层超覆不整合油气藏（图2–9–13）。

(2) 隆起剥蚀地层不整合油气藏　系指早期形成的隆起，由于沉积间断，顶部被剥蚀去一部分，后来又被新的沉积岩层不整合超覆而形成的油气藏。乌尔禾到夏子街地区多有此类油藏（图2–9–14）。

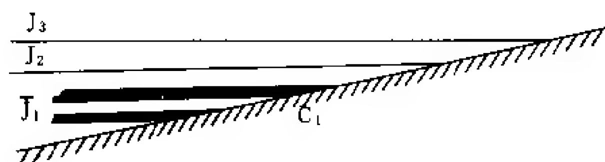


图 2–9–13　克拉玛依油田九区地层油气藏剖面图

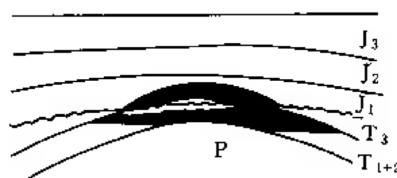


图 2–9–14　乌尔禾—夏子街地区地层油气藏剖面图

（三）混合型油气藏

在克拉玛依油田中，还有为数不少的油气藏，难于归并于构造与岩性—地层两大类油气藏。这类油气藏尽管在成因上都间接与构造或岩性—地层有关，但其直接成因，却与特殊的

古地理、古构造及古水文有直接关系。也就是说，油气藏所以能形成，是经过后生的复杂地质作用后，才创造出了独特的形成条件、分布规律与圈闭形式。如果分别采用通常的基岩油藏或风化壳油藏等名称，并把它们与前述两大类油气藏并列，看来是不合适的。它们是属于特殊成因的油气藏，圈闭条件往往又是多种地质因素所造成，故归并为混合型油气藏类。恰当与否，仅作为一种尝试，这类油气藏有以下几种：

1. 裂隙油气藏

系指油气储集空间及渗流通道主要靠宏、微观裂隙而形成的油气藏。圈闭因素较复杂，这类油气藏在油田上见到的有两种。

(1) 沉积岩裂隙油气藏　见于以下二叠统白云岩化的沉凝灰岩与凝灰质砂泥岩中。这类岩石较致密、性脆，由于多次构造运动作用及其他因素的后期改造，在一定范围内产生了多组裂隙与洞隙，具备了储集油气的空间与保存条件，形成了油气藏。如风成城构造，由于后期再次隆起与断裂破坏，使原背斜构造解体，在近轴部被“y”字断裂破坏，产生了多组宏、微观裂隙，使低渗透储集层在隆起高部位围绕断层形成了一个扩容膨胀带。在裂隙空间处于真空状态时，流体进入扩容带并充满裂隙空间，其上覆又为不渗透层所盖，在压力趋于平衡后，油、气、水按重力分异形成一个统一的油气水界面及压力系统，成为一个块状结构性质的裂隙油气藏，(图 2-9-15)。

(2) 基岩裂隙油气藏　这类油气藏发育于基岩断裂带上，为几条断层交会、交叉或断块发育区。不言而喻，是断层形成时伴生的裂隙发育区，造成了油气聚集。但从已发现的这类油气藏看，圈闭形式比较复杂，因为沿断裂带岩性不一，抗压能力强弱不同。有时裂隙不发育或基本无裂隙的围岩起到了封闭作用；有时基岩表面的一层风化泥起了封闭作用；有时上三叠统泥岩直接超覆沉积在基岩裂隙带上。但大部分是上覆中、下三叠统油气藏对它起了封闭作用；即上覆储集层为油气充满并饱和，使下伏基岩油气藏得以保存（图 2-9-16）。

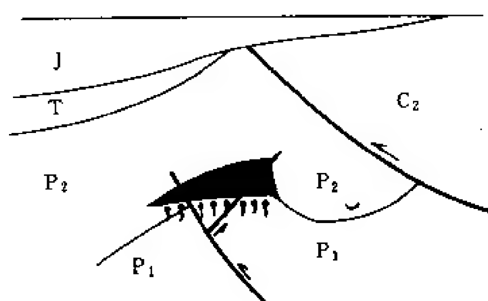


图 2-9-15　风成城油田裂隙油气藏剖面图

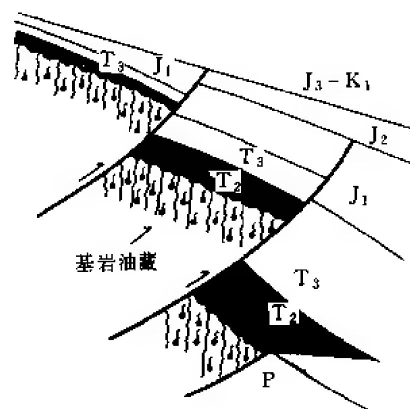


图 2-9-16　白碱滩油田基岩裂隙油气藏剖面图

2. 风化残积岩油气藏

基岩风化破碎后与原岩分离，但仍保存其母岩性质，或未搬运或短距离搬运的残积碎屑物，堆集于当时地形低凹处。碎屑物疏松，间孔大，被上覆沉积岩覆盖，形成一种储集空间，并为油气所充满，形成油气藏。这种油气藏大都属于小型，面积与体积均较小。

3. 风化壳油气藏



指风化壳为储集层而形成的油气藏。基岩经长期风吹、日晒、雨淋与冷热等物理与化学风化作用后，不但破碎或与母岩脱离，而且失去了母岩性质，变成一种颗粒状风化残留壳；疏松，孔隙大，适于储集油气。被油气充满后，即形成风化壳油气藏（图 2–9–17）。这种油气藏之所以能保存，主要是上覆岩层起到了封闭作用。

4. 火山岩气孔与溶蚀孔油气藏

为杏仁状与多斑状安山岩、安山—玄武岩的气孔和溶蚀孔构成的储集空间，孔隙与裂隙又使这些空间连通起来，形成了高产油气藏（图 2–9–18）。这类油气藏，多出现于断裂带、基岩形变强烈与火山岩体解体的地带。随其火山岩产状、晶体结构及溶蚀程度不同，储油气能力变化很大，高、低产缺乏明显规律性，勘探上难度较大。

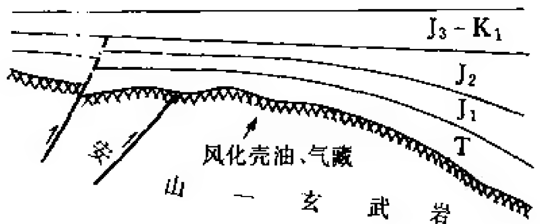


图 2–9–17　克拉玛依油田湖湾区风化壳油气藏剖面图

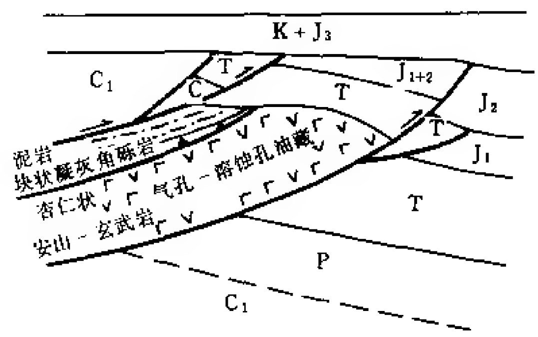
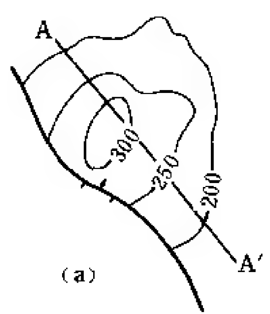


图 2–9–18　克拉玛依油田七区火成岩气孔—溶蚀孔油气藏剖面图

上述后三类油气藏，尽管它们在成油条件与圈闭条件有时有差异，但由于形成时地质条件有相同之处，所以风化残积层与风化壳有时能共存，随深度的变化，风化残积—风化壳之下，有时又有风化裂隙发育带；火山岩气孔与溶蚀孔、洞又往往与裂隙共生，有些安山—玄武岩面孔率，高达 30%～40%，常能形成高产油田，基岩性质的含油气层，在油田上有时可厚达几百米。

5. 沥青封闭油气藏

系油气藏遭受侵蚀、破坏、无封闭条件，油气开始外溢散失，轻质油挥发后，残存的稠沥青则形成了封闭，堵住了外溢通道，形成沥青封闭油气藏。闻名的黑油山沥青丘，周围产低凝中质油，就是这种油气藏（图 2–9–19）。另一种是单斜沥青封闭，即超覆不整合油气藏被侵蚀破坏后，经上所述作用形成的沥青封闭。



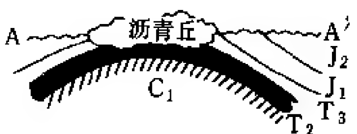


图 2–9–19　克拉玛依油田黑油山沥青封闭油藏构造图 (a) 及剖面图 (b)

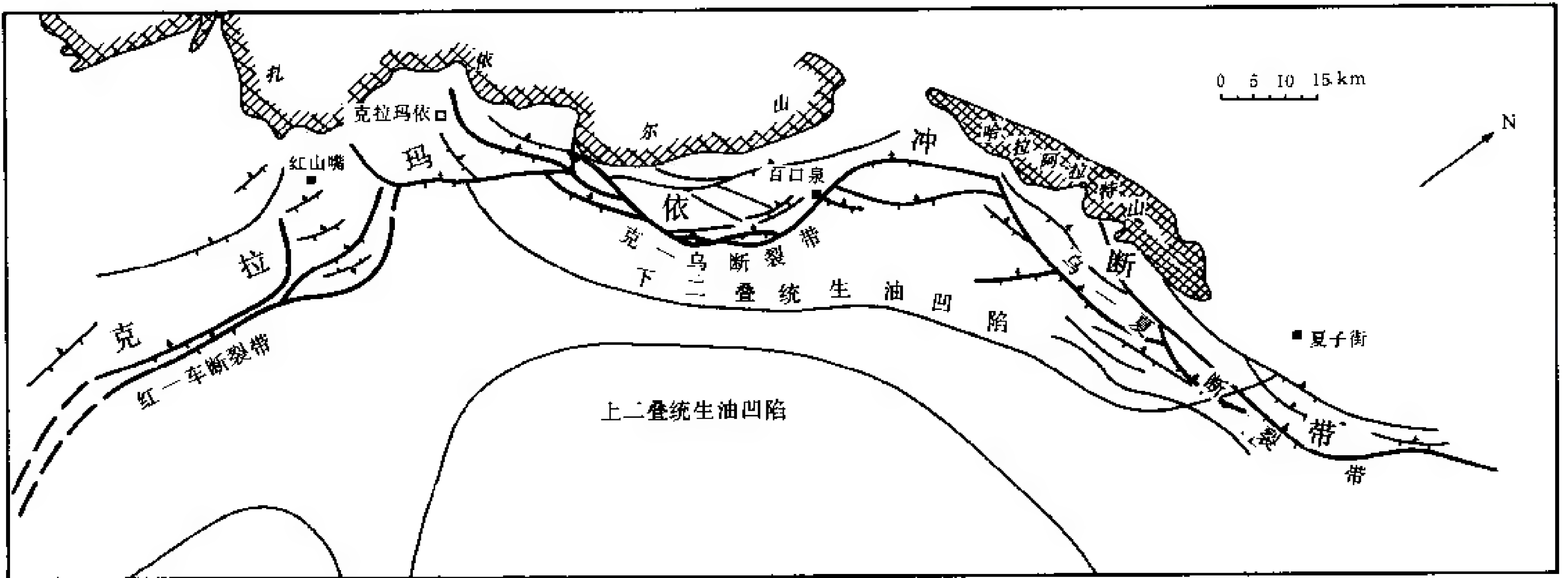


图 2-9-20 克拉玛依断裂体系及生油凹陷分布图

在克—乌油区，主断裂上盘的单斜带上，这种沿不整合面超覆形成的油气藏，很大一部分是经过顶部多次侵蚀破坏和多次运移聚集的，只要各时代沉积岩与下伏基岩接触，多能形成油气藏，同时顶部也大都遭受不同程度的侵蚀破坏，最终又被稠油和沥青封闭。钻井常遇到这种沥青封闭带。所以单斜带上有着宽阔的中质—重质油聚集带。

第二节　油气藏形成条件

油气藏的形成，其基本条件应当是油气的生成、运移、聚集与保存，即生、运、聚、圈、保，缺一不可。没有生油层，即缺乏油源，其他条件搭配再好，也不可能形成油气藏。下面将根据盆地内已知油田所处的不同石油地质环境，以上述准则来探索其油气藏形成条件。

一、克拉玛依油田油气藏形成条件

克拉玛依油田，位于盆地西北边缘斜坡区冲断带上，该冲断带又是一个大型逆冲断裂带，西南起车排子，经红山嘴、克拉玛依与乌尔禾，抵东北的夏子街，延伸 250 千米，平均宽 20 千米，展布面积 5000 平方千米。该断裂带由红—车断裂（红—独断裂北段）、克—乌断裂与乌—夏断裂组成，三条断裂及其派生断裂，形成了三个断裂带，并互相衔接起来，构成了一个向盆地逆冲的断裂体系（图 2—9—20），形成了准噶尔盆地一个独特的构造单元——西北缘冲断带。断裂体系的展布，外依西准噶尔褶皱山系，内向盆地的玛湖凹陷（下称凹陷），背负山系俯视凹陷；无论在平面与剖面上，断裂体系均处于凹隆转换边缘，构成了槽台过渡带。

三条断裂带形成了多种不同的断裂组合形式，根据相似性可归纳为三种构造模式：简单冲断式掩伏构造、复式冲断掩伏构造及叠瓦扇式掩伏构造。根据构造及含油特征，又可分为四个含油领域：冲断席外缘断块带、冲断席前沿掩伏带、冲断席内缘断块带及地层超覆尖灭带（图 2—9—21）。

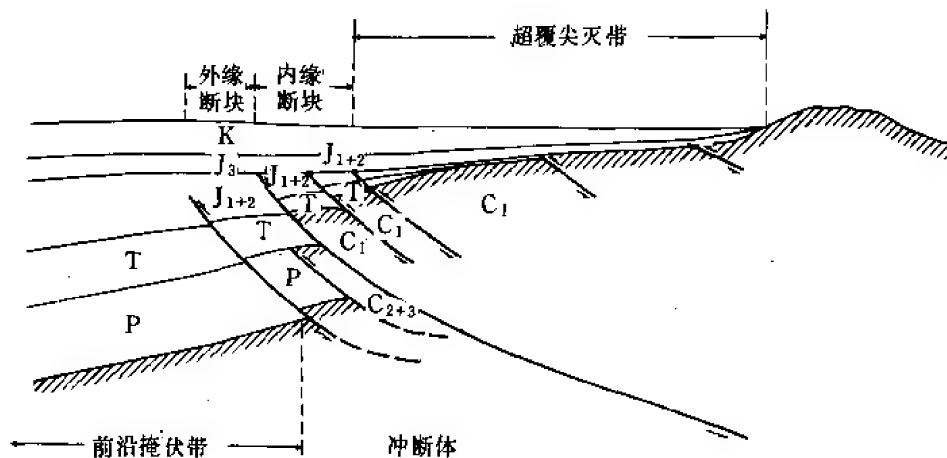


图 2—9—21　克—乌断裂复式冲断掩伏构造模式及含油领域图

上述三种构造模式及四个含油领域，全面概括了整个断裂带的构造面貌、油气运移通道及可能的储集场所，即油气藏形成所具备的构造条件及油气运移条件。油气来自玛湖二叠系

生油凹陷，该凹陷有上三叠统与下二叠统两套生油层。根据地球化学研究成果，生油岩成熟的门限深度，为2800余米，也就是说在三叠系沉积后，凹陷内二叠系生油岩已开始向烃类转化。从储盖层沉积上来讲，二叠系在凹陷内部为油源岩沉积，而在边缘斜坡区则为类磨拉石建造（砾岩、砂砾岩夹砂岩），为一套砾岩储集层，厚达千余米；三叠系沉积则具明显地旋回性及韵律特征。中、下三叠统为一套以砂砾岩为主夹泥岩的粗碎屑沉积，厚200～1200米。上三叠统除底部过渡带有砂岩层外，其余全部为灰色泥岩沉积，厚20～350米。除三叠系本身形成一套区域性储盖组合外，中、下统内部又很规律地出现砾岩、砂岩（或砂砾岩）与泥岩的小旋回。奠定了三叠系能形成多储盖组合的基础。冲断带系形成于海西末期，印支期为最大的活动期，这一构造运动期，不但使覆盖在断裂带上的沉积盖层产生了一系列的断裂、断块与断褶，给油气聚集创造了条件；更主要的是这一运动打破了地下的压力平衡。凹陷为高压区，沿断裂带形成泄压区，这时正好是凹陷内二叠系生油岩的成熟期，二者的有机配合，促使了凹陷内的油气通过二叠、三叠系与基岩的不整合面及该两系内的渗透层，向凹陷边缘斜坡区大规模运移，使位于凹隆过渡区的断裂带，成为多圈闭类型的油气聚集带（见图2–9–20）。即形成生、运、聚有机的搭配。这种配置构成了盆地西北缘断裂油气藏形成的基本条件。造成了三叠系面积性储油及多储盖组合。

这一成油旋回后，接受了侏罗系沉积，该套沉积同样不乏储集层与盖层，特别是下侏罗统下部八道湾组（J_1b），明显地有四个粗细沉积韵律，上部三工河组（J_1s），为一套细泥质岩层，又形成了一套很好的储盖组合。

在构造上，除了燕山运动使侏罗系沿断裂带在局部地带有断开外，更主要的是断裂带具有生长断层的特点，无疑地在随着生长断层发育期间的相对稳定与相对活动期，使压力在沿断裂带经常处于平衡与不平衡状态下，使凹陷内生成的油气不断向断裂带运移补充，断裂带内的油气又不断地调整平衡。最后，沿断裂带及其两侧，形成了多层系的以非背斜油气藏为主的油气富集带。包括白垩系稠油油藏在内，已探明的工业性油气层有5大层系11个层组。

最后，应当强调指出：当断裂带活动将趋终止时，厚达600米的白垩系沉积，超覆沉积于断裂带及其上盘，使断裂带成为一个大型隐伏断裂带，这对于沿断裂带油气的保存，起到了大范围的、尚未引起人们特别重视的封闭作用。

二、盆地东部油气藏形成条件

盆地东部的油气藏，尽管在地理位置上与西北缘相对称，但因所处构造条件不同，克拉美利地区的油气藏与北三台—吉木萨尔地区的油气藏，在形成条件与形成过程是有较大差异的。

（一）五彩湾—帐篷沟二叠系油气藏的形成条件

海西中期，准噶尔中央地块周围地槽在挤压逆反上升和中央下沉，形成盆地雏型的同时，在边缘冲断带前缘很容易形成前陆式的凹陷，五彩湾—帐篷沟二叠系生油凹陷即属这一类型。它呈北西—南东向，平行于东准噶尔山系。凹陷内二叠系的沉积，属于以暗色泥岩为主的砂泥质湖相沉积，在岩相上，位于湖盆中部的火烧山背斜与火南背斜，均位于砂质岩扇体的前缘，即生油岩内部有储集岩体存在。生油门限深度为1350米，而该系沉积厚度为1500～2000米。二叠、三叠系为连续沉积，三叠系厚达800米，这就为二叠系生油岩大量向烃类转化提供了基本条件。三叠纪末期的印支运动，形成了二叠、三叠系构造雏形，给油气运聚提供了场所。但这一运动在该区并不强烈，基本上未打破海西末期的构造格局。侏罗

纪末期的燕山运动相对较强，打破了继承性构造格局，形成了目前大致呈南北向的构造轮廓，如帐—北断褶带及五彩湾箕状凹陷等。这就促使了早期生油凹陷生成的油气向该凹陷内已定型的凹中隆大量聚集。生、运、储、聚、圈的优越条件，使处于凹中隆的火烧山背斜与火南背斜，成为一个整装的、油气丰富的二叠系自生自储油田。火烧山背斜与火南背斜属低背斜，保存完整；而在东西两侧的沙丘河构造与帐篷沟构造，由于隆起较高，并遭受强烈侵蚀，目的层均暴露地表或侵蚀殆尽。如沙丘河构造，二叠、三叠系遭受侵蚀后，其上侏罗系八道湾组的储集层内，充满了二次运移来的油气，但由于被严重侵蚀破坏，缺乏盖层，致使大片含油层暴露地表，次生油气藏亦被破坏。

（二）北三台—三台地区油气藏形成条件

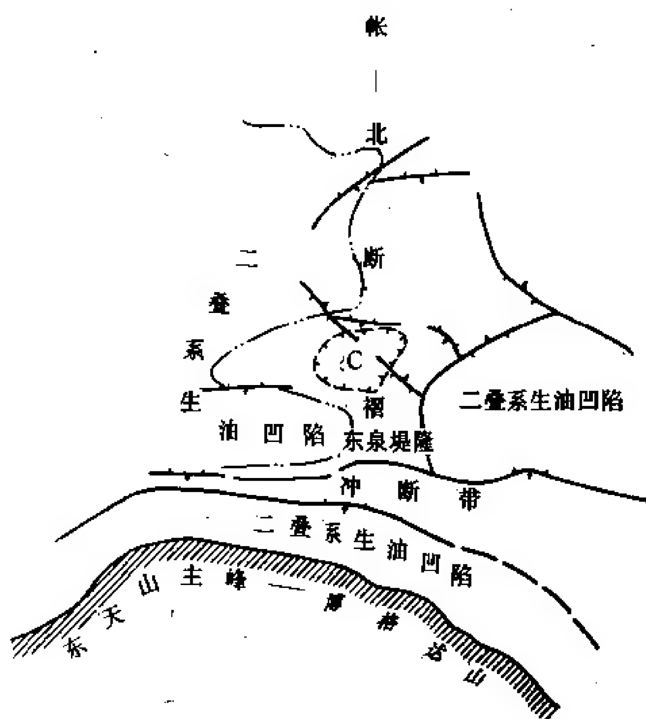


图2-9-22 北三台—三台地区凹隆示意图

这个地区是一个地理名称。在石油地质上，无论从构造、沉积或生油条件上，它都处于一个过渡区，所以含油气特征比较复杂。在构造上，它是由帐—北断褶带上的北三台构造与东泉堤隆（过渡区）和山前坳陷带（活动区）前缘的三台—阜康冲断带组成。北三台构造是夹在阜康生油凹陷与吉木萨尔生油凹陷及南缘山前生油凹陷之间的一个含油有利的穹状背斜。据生油层热演化史研究，在三叠纪末，东西两个凹陷内的二叠系泥页岩开始生油，侏罗纪末生油进入高峰期。而构造则形成于晚印支期，说明构造形成在前，油气运移聚集在后。但是尚有两个不利条件：其一，构造已遭受燕山期构造运动破坏，除断裂发育外，顶部二叠、三叠系与侏罗系已被侵蚀殆尽；白垩系覆盖其上，成为一个遭受严重侵蚀破坏的“秃顶构造”，背斜圈闭条件已被破坏；其二，构造处于岩性过渡带上，储集层变化大，加之构造又具有生长构造特征，两翼储集层不但具有侵蚀尖灭，亦可能还有沉积尖灭，所以虽已证实“帽沿圈”整个中生代各层系虽多含油（并已获得部分稀油及中质油的含油井及含油面积），但目前还未弄清其含油特征。总之，“帽沿圈”的含油可归结为：油源丰富，隆起高为油气创造了运移指向；储集层提供了聚集场所，但背斜圈闭已被破坏，油气已大量散失，已获得的油气，属地层—岩性、断层—岩性、岩性—沥青圈闭。

东泉堤隆。顾名思义，它是沟通两类不同构造系统的长堤，油气藏形成的条件基本都已具备，其上的局部平缓背斜在三叠系内已获得工业油流。

三台—阜康冲断带。是博格达弧形冲断系的前缘部分，是燕山与喜马拉雅期两次构造运动的产物，但主要冲断掩伏期是第三纪末的喜马拉雅运动。博格达山前主要生油岩为上二叠统油页岩组，生油门限深度为1300米，这表明它的生油高峰期是三叠纪末。印支运动在该

区虽然有所表现，但并不显著，不可能造成油气大量运移。燕山运动期是将已生成的油气向上覆层系运移的时期，但真正大规模的运移与聚集，应当是构造活动强烈的喜马拉雅期。也就是与冲断带形成的同时，沉积岩层中压力平衡遭到破坏，油气开始侧向与垂向运移，而三叠—侏罗系，都具有粗细旋回沉积，不乏储盖组合，故而最终在冲断带内形成了多层系断裂遮挡的断块油气藏（图 2-9-22）。

三、山前背斜带油气藏形成条件

此带系指乌鲁木齐—托斯台的山前坳陷区背斜带。从南向北，由侏罗系到第三系组成了三排背斜带。三排背斜均处于昌吉生油坳陷边缘或靠内部。坳陷内已证实的生油层有：二叠系、三叠系上统、侏罗系下统及第三系始新—渐新统安集海河组（$E_{2-3}a$）。根据油气生成演化史，二叠系生油期在三叠纪时期，其余层系依次为侏罗纪晚期、白垩纪晚期及第三纪上新世。油源是多层系的。从前面"地层"一章中的岩性描述中可以看出，由多旋回沉积所造成的粗细叠置，各层系本身均存在储盖组合。这就给油气藏形成创造了条件。

第三纪末，受强烈的喜马拉雅运动的波及，结束了坳陷期，开始挤压冲断褶皱，形成了目前三排背斜带，使油气开始先横向运移，后纵向运移，形成了以背斜圈闭为主的背斜油气藏、背斜—岩性油气藏及背斜—断层油气藏。

第三节　油气藏分布特征

盆地在石油地质上的特征是：多沉积中心与多生油中心，尤以二叠系多生油中心为代表；其二是多构造旋回，造成了多沉积旋回，从而形成了多储盖组合；其三是属挤压型盆地，边缘多冲断带；其四是北部基底南倾的中间地块，南部基底北倾的山前坳陷，共同组成了一个统一的大型内陆封闭式盆地。前者以基底控制的地堑与地垒型构造组成的凹隆相间的构造格局，后者则以早期为深坳陷，后期以褶皱隆起带的形式出现在北天山山前带。二者在构造特征上完全不同；其五，既然它是从上古生代到中、新生代的多构造旋回盆地，既然是从老到新具有多生油中心，那么它有利地带的含油特征，必然是复杂的，既有多油源，又有多次运聚与多次破坏所形成的多层系和多地区的含油特征。

根据上述盆地石油地质特征，就盆地整体和已知油气田在空间上的分布，油气藏多出现在三种类型的构造带上。即：

①生油坳陷边缘斜坡带或冲断带；

②生油坳陷内部隆起带或边缘隆起带；

③生油坳陷内部冲断褶皱带。

在各个含油气带的油气富集条件是：

①凹中隆及斜坡带中的低背斜；

②冲断带中的高断块；

③山前冲断褶皱带中的完整背斜。

但是，由于陆相地层岩性变化大，储集层类型多且结构复杂；挤压形成的构造，同样类型多而结构复杂。故而三条富集条件，远远不能概括全部油气富集条件，仅系目前肤浅的认识，尚有待于今后的深化。

一、生油坳陷边缘带或冲断带是油气藏集中分布的地带

该带系指盆地西北缘冲断带、南缘三台—阜康冲断带及三个泉（陆梁）隆起南翼斜坡

带。前者已证实为油气聚集带。由于油源丰富，在多构造旋回中促使油气多次从生油凹陷中心向边缘斜坡运移，边缘又处于洪积、冲积与河流三角洲或辫状河流发育带，从沉积相分析又有利于油气聚集，结果在冲断带及其两侧，形成了以断裂遮挡、断块封闭及超覆尖灭油气藏。高断块成为油气富集场所，如白碱滩断块与检188断块等。它们都属于众多断块中被推举较高的断块，形成了多层系高产油气富集区块。三台—阜康冲断带，为东西延伸百余千米的冲断褶皱带的前沿部分，钻探已证实富含油气，目前正在大力勘探中。从已获得的油气分布特征看，高断块同样为油气富集区块，如台3井断块，第三系以下钻达的齐古组（J_3q）与头屯河组（J_2t）两层均为以气为主的高产油气层。

三个泉隆起南斜坡，南临中央二叠系生油凹陷（即漠区、盆1井生油凹陷），距离油源较近。斜坡面积近一万平方千米。二叠系与三叠系超覆沉积其上，有区域性储盖组合。其上有二、三叠系及侏罗系组成的潜丘式局部构造10余个，有完整的背斜、鼻隆及断褶等，有可能发现大型背斜油气藏；同时，斜坡带存在有多条东西向北倾逆断层，亦有获得断层遮挡和地层超覆尖灭油气藏的希望。

二、生油坳陷内部隆起带或边缘隆起带是油气藏集中分布带

此带系指五彩湾—大井凹陷及东西向盆地中央隆起带。前者已如前述，除即将建成的火烧山背斜油藏与火南背斜油藏为主的火烧山油田外，现正向凹陷外围进行伸展勘探，以扩大油田含油面积及后备储量。后者为夹在漠区凹陷与昌吉生油坳陷之间的大型中央隆起带。据地震成果与生油研究资料，两个大型生油坳陷除二叠系为生油层外，三叠、侏罗系都有生油、生气层存在。隆起带面积约4000平方千米，属基底式低隆起构造带，埋藏在第三系与白垩系之下。其上局部隆起尚待进行地震勘探证实。隆起带发育有断层及地层超覆沉积，油气运移与聚集条件较好，油藏类型亦可能是多样的，为一个最有利于油气聚集的大型隆起带，是人们寄希望寻找大油气藏的场所。

三、生油坳陷内部冲断褶皱带是背斜油气藏集中分布带

这个带系指盆地南缘山前褶皱带。以乌鲁木齐为中心，以东靠天山主峰博格达山北麓，弧形冲断褶皱带非常强烈，背斜大都倒转、破坏或被冲断掩伏。尽管是处于二叠系生油凹陷中心，油气苗较多，但由于未获得地震高分辨率剖面，很难搞清深部地质结构（前缘即三台—阜康冲断带）。只有弧形西侧尚保存有侏罗系组成的较完整几个背斜。其中古牧地背斜是一个较完整的含油构造，特别是侏罗系以下的三叠系是很有希望的含油层系。

从乌鲁木齐向西，大致成30°西偏北方向，由南向北，第一排为侏罗系组成的齐古背斜带，由10余个背斜组成，已发现了齐古油田。第二及第三排背斜带，均为第三系组成。第二排背斜被断层破坏较严重，第三系目的层多已暴露。相比之下，霍尔果斯背斜虽亦被断层破坏，但浅层已获低产工业油流，深层可能还有断裂及断块封闭油藏。第三排背斜带，其上背斜均比较完整，已发现了独山子油田，近期在西湖背斜上已发现了工业油流井。

总之，南缘的第一及第三排背斜带是获背斜油气藏最有利的勘探对象。



第十章　油气田地质各论

准噶尔盆地是我国油气勘探开发较早的盆地之一，50年代我国首次发现的大油田——克拉玛依油田就位于盆地的西北缘。

经过近40年的勘探，在盆地内已探明了12个油气田（藏）。在西北缘有克拉玛依、百口泉、红山嘴、乌尔禾、风成城、夏子街、车排子等7个油气田；南缘有独山子、齐古等2个油田；东部有火烧山、北三台、三台(马庄)等3个油气田（藏）。其中，克拉玛依、百口泉、红山嘴、风成城、火烧山、北三台、独山子等7个油田已投入开发。其他6个油气田（藏）已正准备投入开发（表2-10-1、图2-10-1)。

表2-10-1　准噶尔盆地油气田简况表

油气田名称	油气藏类型	驱动类型	储集层位	储集层岩性	储集层深度(cm)	发现时间	备注
克拉玛依	地层超覆、断裂遮挡的单斜油藏	弱弹性-溶解气驱	J_3q、J_1b、T_3b、T_2k、P_2ur、P_1f、P_1j、c	砂岩、砾岩、火山岩	150～3000	1955.10	
百口泉	地层超覆、断裂遮挡的单斜油藏	弱弹性-溶解气驱	T_3b、T_2k、T_1b、P_2ur、P_1j	砂岩、砾岩、火山碎屑岩	1000～2300	1958.5	
红山嘴	地层超覆、断裂遮挡的单斜油藏	弱弹性-溶解气驱	J_3q、J_1b、T_2k、C	砂岩、砾岩、火山岩	300～2000	1959.3	
乌尔禾	断背斜油藏	弱弹性-溶解气驱	T_2k、T_1b	砾岩	1200～1500	1958.1	
风成城	断背斜油藏	弹性-底水驱	P_1f	泥质白云岩	3000～3250	1983.12	
夏子街	断裂遮挡的单斜、小背斜气顶油藏	气顶-溶解气驱	T_2k、T_1b	砾岩	1400～2100	1979.12	
车排子	地层超覆、单斜、基底油藏	弱弹性-溶解气驱	J_3q、C	砂岩、火山岩	1100～3200	1984.3	
独山子	背斜-岩性油藏	溶解气驱	N_1s	砂岩	800～1800	1937	1937年以前早已土法开采
齐古	背斜-岩性油藏	溶解气驱	J_2t、J_1s	砂岩	36～1500	1958.8	
火烧山	背斜-砂岩裂缝油藏	弱边底水-溶解气驱	P_2p	砂岩	1400～1700	1984.5	
北三台	断鼻油藏	弱弹性-溶解气驱	P_2p、P_2wt、T_1j	砂砾岩	2000～2300	1985.9	
三台	断背斜-岩性油藏、气藏	溶解气驱、气压驱	J_3q、J_2t	砂岩	1800～2300	1987.1	

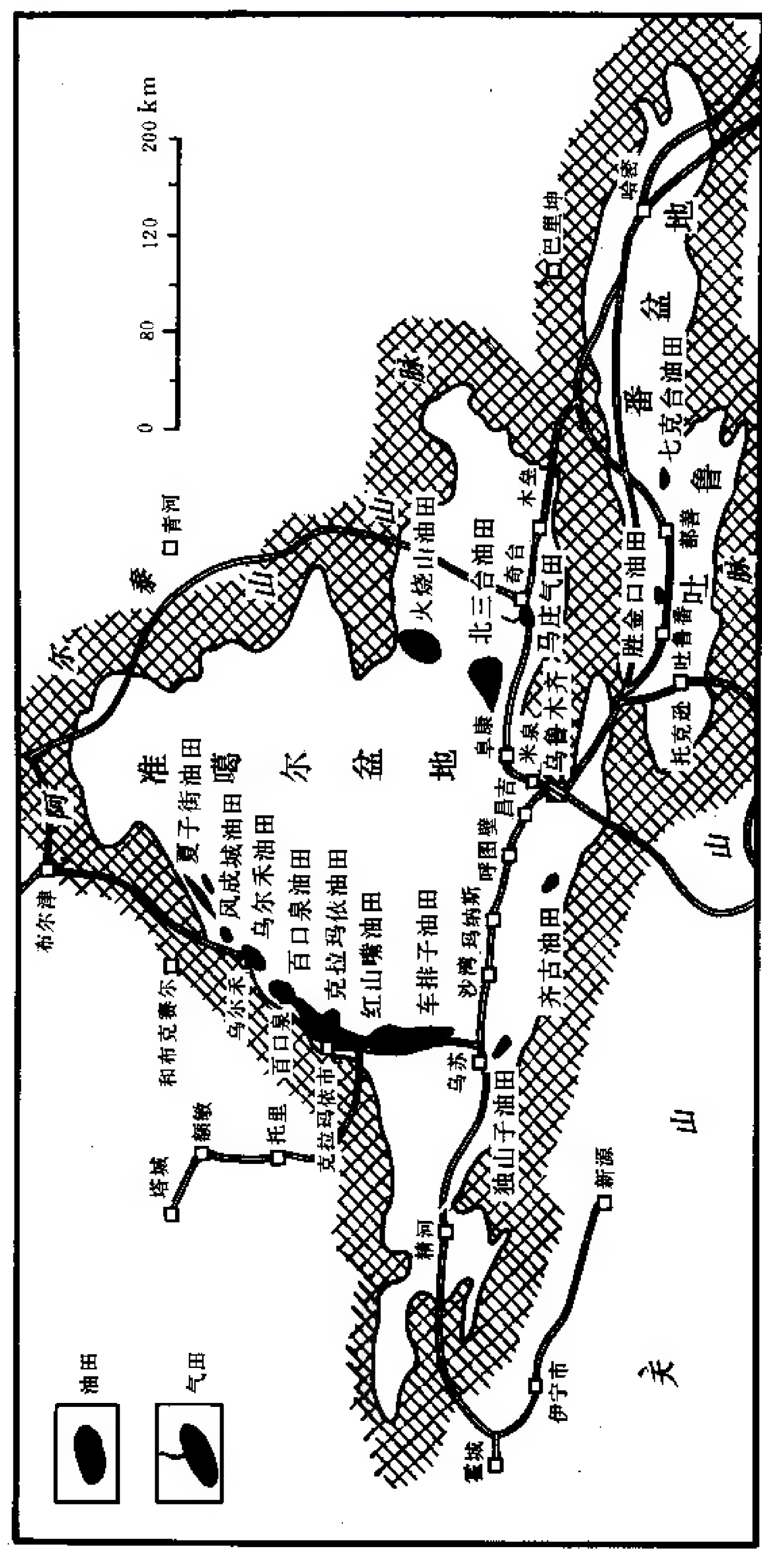


图 2-10-1 准噶尔盆地油气分布图

截止1989年底，在盆地内共发现了15套含油气储集层。这些储集层在剖面上自上而下的分布是：第三系1套；侏罗系4套；三叠系4套；二叠系5套；石炭系1套。其中10套储集层已投入开发。

另外，在已探明的油田面积之外，截止1989年底，盆地内尚有出油井37口，控制含油面积194.0平方千米，这为扩大现有油气资源、发现更多的油气田指明了方向，创造了条件。

第一节　克拉玛依油田

一、概况

克拉玛依油田位于新疆维吾尔自治区准噶尔盆地西北缘的克拉玛依市区附近。东南距乌鲁木齐市约400千米。油田呈北东－南西向展布，长约50千米，宽约10千米。地面为戈壁和碱滩覆盖，地势较平坦，气候干燥，温差大，多风沙，缺水源。

克拉玛依油田发现于1955年10月，发现井为克拉玛依1号探井，位于油田西部二区南黑油山背斜轴部。该井于1955年7月6日开钻，10月20日完钻，完钻井深620米，钻穿侏罗系、三叠系进入基底石炭系完钻。采用筛管完井，10月30日清水替喷，10毫米油嘴8小时30分产油6.95吨，折算日产油19.62吨。产层为中三叠统克拉玛依组下亚组（T_2k^1）S_7砂层组，井段为487.5～507.5米。

克拉玛依油田发现后，立即在盆地西北缘展开了大规模的油气勘探，到1958年基本探明了克拉玛依油田的规模，并选定了一区、二区和七东区陆续投入正式开发。同时在西北缘还发现了红山嘴、百口泉和乌尔禾等油田。

截止1989年底，克拉玛依油田共钻各类探井961口，进尺115.15万米。钻各类开发生产井6126口，其中采油井4456口，注水井1134口。油田的采出程度为16.09%，综合油气比100米^3／吨，综合含水率59.7%，采油速度为1.00%。

通过34年来的勘探和开发的实践，对油田的研究和认识达到了较深入的程度。尤其是对以砾岩为主的大型油田的地质规律、油藏特征、油藏工程和开发工艺技术等方面的研究都形成了独具特色的系列，为类似油田的开发研究积累了一定的经验。

二、构造位置及圈闭

克拉玛依油田位于准噶尔盆地西北缘冲断带上，受断裂带控制。冲断带呈北东向展布，由红—车断裂带、克—乌断裂带、乌—夏断裂带组成。克拉玛依油田处于克—乌断裂带的西南端，即克拉玛依－白碱滩段。

主断裂穿过油田中部，北东走向，断面北西倾，上陡（60°～75°）下缓（20°～45°），呈“犁状”。以三叠系底界计算，其垂直断距280～1200米，水平断距100～1400米。断裂发生于海西晚期，活动一直延续到燕山早期的中侏罗世末期，断裂带隐伏在晚侏罗世—白垩纪沉积层之下，为油气聚集创造了良好的保存条件。主断裂具有明显的同沉积性，使上下盘地层有显著的差别。在长期断裂活动中，主断裂又派生出若干分枝断裂。从其走向可分为两组：一组近东西向，主要包括有南黑油山断裂、北黑油山断裂、南白碱滩断裂、北白碱滩断裂等；一组为北西—南、东向，主要有大侏罗沟断裂等。由于断裂的切割，使油田形成了由北西向南东逐级下降的断阶构造。地层呈由北西向南东倾的单斜，倾角一般为5°～10°；近断裂附近往往形成局部挠曲或鼻状构造，地层倾角可增大到15°～25°。根

据断裂的切割情况，油田被划分成10个开发区，即一、二、三、四、五、六、七、八、九和黑油山等区（图2−10−2）。

在克拉玛依油田东南方约50千米处为玛纳斯湖生油凹陷，是油田的主要油源区。从晚二叠世开始至白垩纪末，盆地逐渐扩大，各时期沉积向边缘地区逐层超覆，因而使处在边缘相的克拉玛依油田形成五次大规模的地层超覆不整合。加之断裂活动相伴随，为油气的运移和储集创造了良好的条件。

克拉玛依油田在其构造和沉积的背景下，形成了多种类型的含油气圈闭，主要有：断块圈闭，多为沿主断裂线分布的前缘断块，即被两条断裂所夹持的封闭型断块，如七区、九区南部的小断块区等；断裂遮挡的地层超覆圈闭、各区块克下组油藏，多属此类；断裂遮挡的岩性圈闭，如五区、八区的中三叠统油藏、上二叠统乌尔禾组油藏等；地层超覆不整合圈闭，多见于主断裂上盘，侏罗系、白垩系超覆不整合在石炭系或三叠系之上，形成浅层稠油油藏，如六区、九区上侏罗统齐古组油藏等；地层超覆不整合面之下，往往形成基岩潜山型不整合圈闭，如一区、三区、六中区石炭系（C）火山岩油藏，五区、七区和九区南部下二叠统佳木河组（P_1j）火山碎屑岩油藏（图2−10−3、图2−10−4）。

三、储集层

（一）储集层简况

克拉玛依油田在剖面上共有8套储集层，自下而上简述如下。

1.石炭—二叠系（$C-P_1$）

以中基性火山喷发岩为主，其次为少量酸性喷发岩、轻变质砂砾岩和凝灰岩；以裂缝和次生溶孔、晶间孔为主的双重介质的低容量、低−中渗透性的储集层。多分布于主断裂上盘、前缘断块以及主断裂下盘的基岩中。该类储集层的探明储量约占油田探明储量的18.7%。埋藏深度各断阶带不同，一般为400～3000米。在剖面中储集层多分布在不整合面以下50～300米范围内，300米以下多为零星储集层或油气显示。

2.上二叠统乌尔禾组下亚组（P_2ur^a）

岩性为巨厚冲积−洪积扇致密砾岩（扇体分水上和水下两部分），以微裂缝、次生溶孔、晶间孔为主的低容量、特低渗透性储集层。主要分布在主断裂下盘的八区，埋藏深度2800～3000米。剖面上可划分为三段，即P_2ur^a、P_2ur^b、P_2ur^c。

3.上二叠统乌尔禾组上亚组（P_2ur^b）

岩性为中厚层状砾岩与泥岩互层，以粒间溶孔、晶间孔为主的低容量、低渗透储集层，主要分布在主断裂下盘的五区。埋藏深度2200～2800米。

4.中三叠统克拉玛依组下亚组（T_2k^1）

岩性以洪积扇砾岩夹泥岩为主，次为山麓河流相砂砾岩和泥岩交互层、滨湖三角洲相细砂岩和泥岩互层，孔隙以粒间孔为主的中等容量、中低渗透性储集层，是油田的主要储集层，遍布全油田，埋藏深度300～2200米。剖面上可分为两个砂层组，即S_6、S_7，砂层组又细分为S_6^1、S_6^2、S_6^3、S_7^1、S_7^2、S_7^3、S_7^4砂层等。

5.中三叠统克拉玛依组上亚组(简称克上组)（T_2k^2）

岩性为山麓河流相砂砾岩与泥岩交互层。孔隙以粒间孔为主的中等容量、中等渗透性储集层，是油田的另一主要储集层，遍布全油田。埋藏深度150～2000米。剖面上可划分为5个砂层组和10个砂层，即S_1^1、S_1^2；S_2^1、S_2^2、S_3^1、S_3^2；S_4^1、S_4^2；S_5^1、S_5^2等。

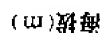


图2-10-2 克拉玛依油田综合图

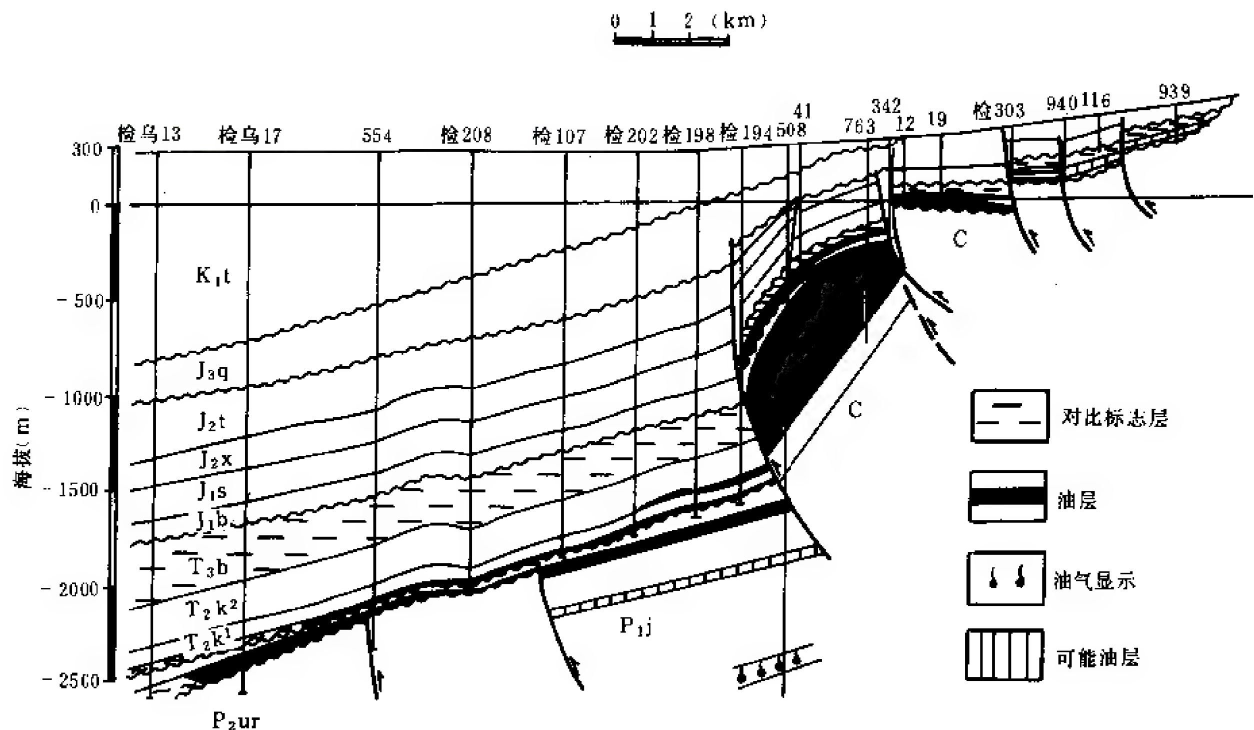


图 2-10-3　克拉玛依油田五区—三区油藏剖面图

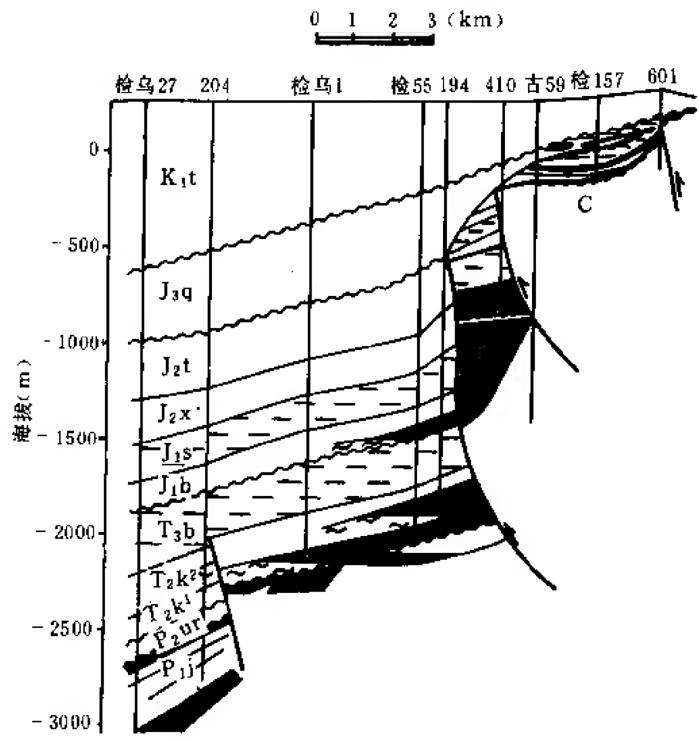


图 2-10-4　克拉玛依油田六、七、八、九区油藏剖面图

（据吴晓旭等）

6.上三叠统白碱滩组（T_3b）

岩性为分流平原相的灰色中—细砂岩与灰绿色泥质粉砂岩、灰黑色泥岩交互层。孔隙以粒间孔、粒间溶孔为主的中等容量、低渗透性储集层，是油田的次要储集层，只分布在七

中、七东区和八区。埋深900～1900米。剖面上可划分为3个砂层组，即Bj_1、Bj_2、Bj_3。只有Bj_1是主要储集层，可细分为Bj_1^1、Bj_1^2、Bj_1^3三个砂层。

7.下侏罗统八道湾组（J_1b）

岩性为辫状河流相砂砾岩与河沼相泥岩、煤层交互层。孔隙以粒间孔为主的中等容量、中高渗透性储集层。主要分布在主断裂下盘的七区、八区和五区东部。埋藏深度850～1800米。剖面上可划分为5个砂层组，即Bd_1、Bd_2、Bd_3、Bd_4、Bd_5等，砂层组中又可细分为2～3个砂层。

8.上侏罗统齐古组（J_3q）

岩性为河流相中—细砂岩与泥岩互层，以粒间孔为主的大容量、高渗透性稠油储集层。主要分布在主断裂上盘的六、九区地层超覆尖灭带上。埋藏深度150～350米。剖面上可划分3个砂层组，即G_1、G_2、G_3。作为主要储集层的G_2砂层组又可细分为两个砂层，即G_2^1、G_2^2。G_2^2还可细分出3个单层，即G_2^{2-1}、G_2^{2-2}、G_2^{2-3}。

（二）储集层沉积相特征

1.冲积–洪积相砾岩储集层特征

作为油田主要储集层的冲积—洪积相砂砾岩具有下列明显的特征。

(1) 储集层平面展布明显受控于沉积环境　克下组（T_2k^1）洪积扇砾岩平面呈扇形展布，扇体由源区向盆地内可分为扇顶、扇中和扇缘三个亚相带（图2–10–5）；每个亚相带又可细分出2～4个微相。扇体侧向毗邻叠加形成洪积裙，使储集层叠合连片分布。克拉玛依油田自东向西大体上可划分出五个扇体（图2–10–5）：六—七—八区扇、$三_2$——东—七西区扇、$三_3$——区扇、二中—$五_1$区扇、$四_2$区扇。

克上组（T_2k^2）和八道湾组（J_1b）山麓河流相和辫状河流相砂砾岩储集层，多沿河流主流线呈条带状分布，山麓河流相砂砾岩体规模较小，明显地呈条带状，而辫状河流相砂砾岩体规模大，主流线呈披麻状分布，砂砾岩侧向叠加，形成具有方向性的连片砂砾岩体（图2–10–6、图2–10–7）。

(2) 储集层岩性变化大，粒度组成复杂　储集层岩性以砾岩为主，一般可占沉积厚度的50%～80%，扇顶或河床沉积往往可达100%，单层厚度大，层数多。而扇缘粒度明显变细，砾岩所占比例减少，一般在30%以下，单层厚度薄且层数少。洪积相砂砾岩体多为砾、砂、泥混杂，分选差，分选系数3～8，泥质含量可达10%～18%。单个砂砾岩体在空间展布并不大，但往往明显错叠构成复合砂砾岩体，使泥岩隔层失去稳定性。

(3) 储集层物性变化大，多为中等孔隙和中低渗透性　在埋藏较浅的主断裂上盘，砾岩孔隙度为17.5%～24%，平均为20.2%；在埋藏深的主断裂下盘明显降低，孔隙度为10.7%～23%，平均为15.6%。即使是在同一岩性段中孔隙度可相差4.4%～8.9%。砾岩渗透率的变化更剧烈，它与孔隙度没有明显的关系可寻，一般渗透率在100×10^{-3}二次方微米以下；同一砂砾岩体渗透率级差可达数十倍至数百倍。在剖面上渗透率多呈复合韵律变化；一般在砂砾岩单层的中、上部渗透率最好。渗透率分布为$\Gamma\sqrt{x}$型，渗透率变异系数一般大于0.8。冲积—洪积相砂砾岩还有一种特殊的结构，即没有胶结物充填的支撑砾岩，砾径3～10厘米，砾石互相支撑堆积于沉积层中。这是洪积相沉积中的筛滤结构，在成岩过程中未被充填的残留部分。在剖面结构中所占比重不大，一般厚度为30～50厘米，但渗透率特高，对注水开发有较大的影响。

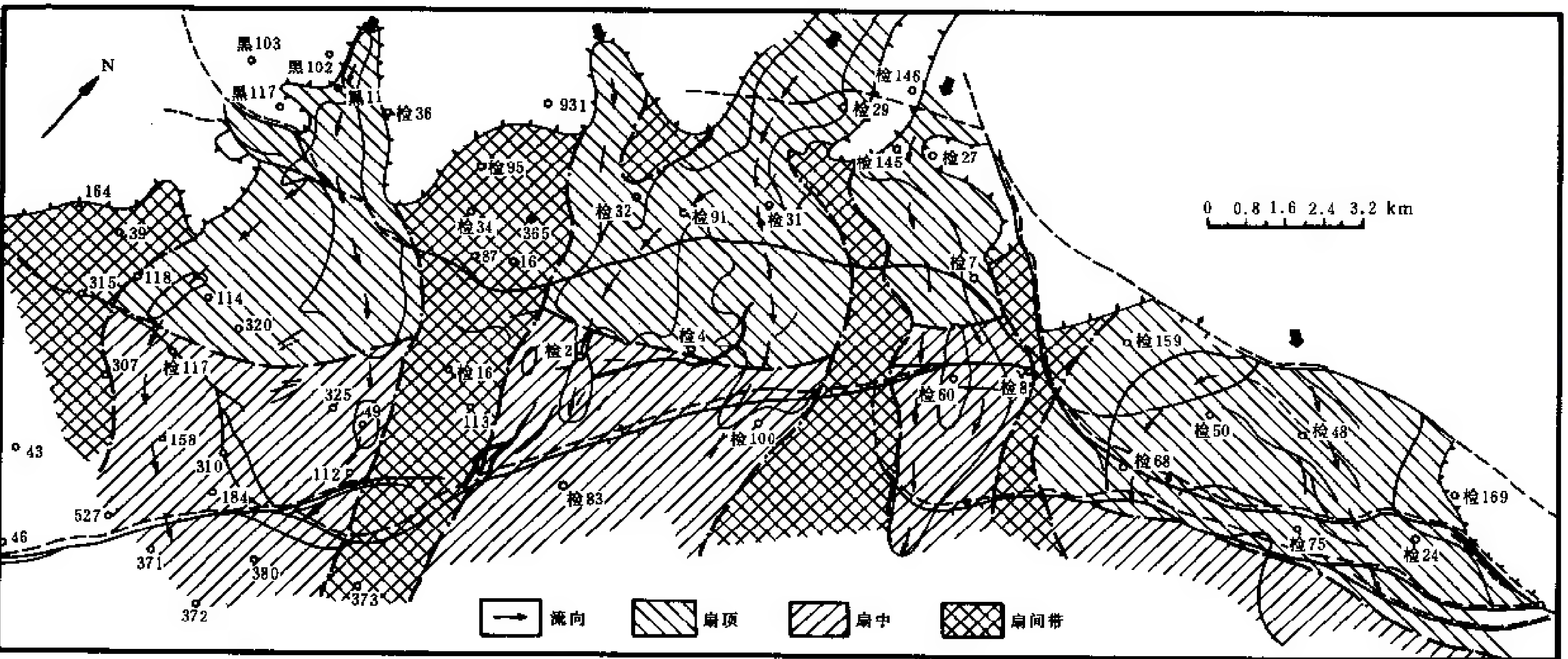


图 2-10-5　克拉玛依油田克下组 S_7^3 砂层组沉积特征图

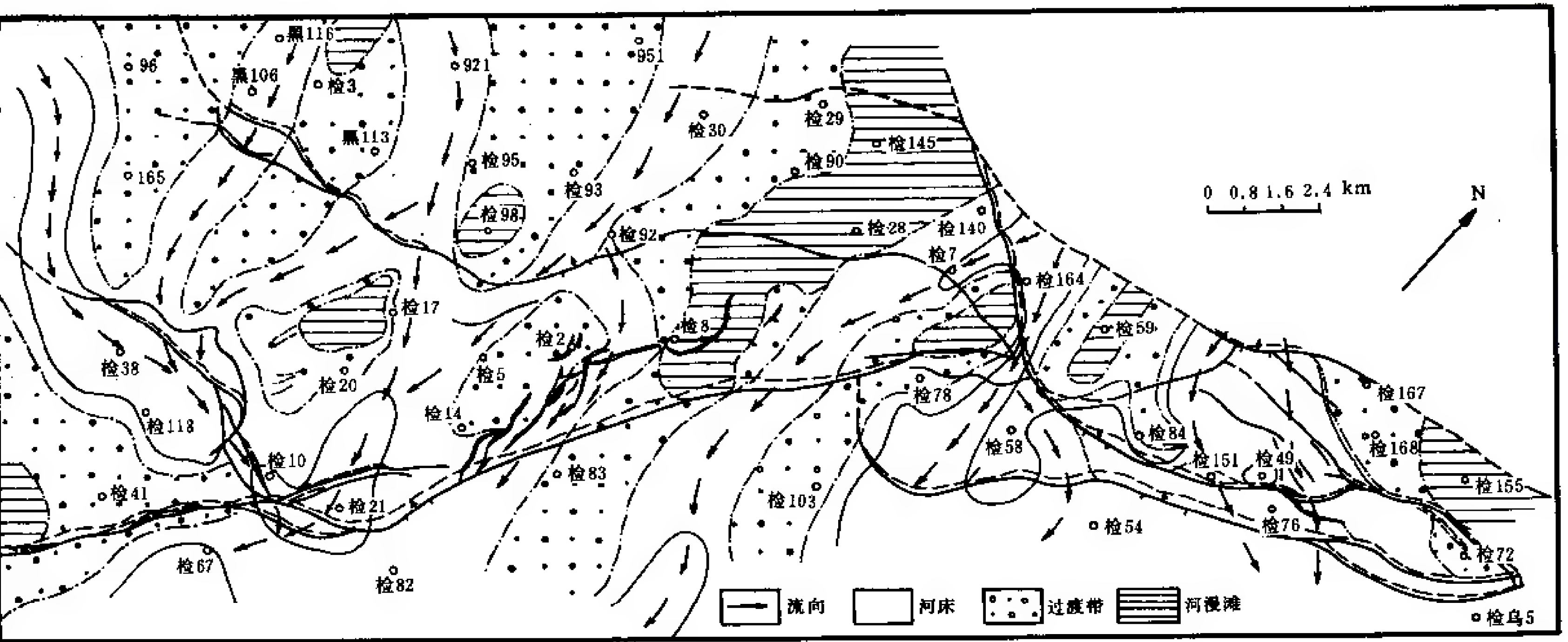


图 2-10-6　克拉玛依油田克上组 S_5 砂层组山麓河流相沉积特征图

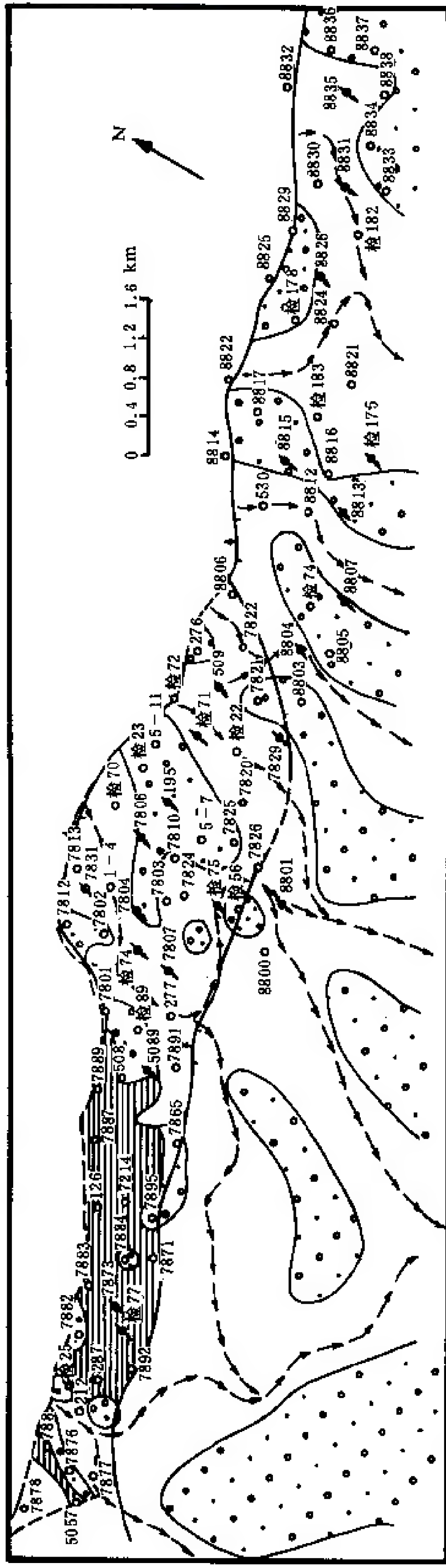


图 2-10-7 克拉玛依油田七、八区八道湾组辫状河流相沉积特征图

(4) 储集层孔隙结构复杂，形成“复模态”结构　在不同粒径砾石支撑的孔隙中，充填了各种粒级的砂，砂粒间又被胶结物和其他微粒充填，这种结构称为“复模态”，其特点如下。

1) 孔隙类型多种多样：原生孔隙有粒间孔、界面孔、粒内孔和杂基孔；次生孔隙有溶模孔、晶间孔和交代孔；微裂缝有构造缝和解理缝；但以粒间孔为主。

2) 孔大喉小连通性能差：一般孔隙直径 10～200 微米，而喉道半径只有 0.1～2 微米。孔喉比高达 30～150，孔喉配位数一般为 2～3。

3) 孔隙大小分布极不均匀：从压汞毛管压力曲线正态概率图上可见，孔喉累积频率分布曲线一般呈多段式，孔喉分布频率直方图上呈双峰、三峰或平峰，峰态值在 1.0 以下，分选系数为 3.7～4.4。

2.河流相砂岩储集层特征

分布在超覆尖灭带的上侏罗统齐古组（J_3q）浅层稠油储集层，属典型的河流相沉积。由于时代较新，埋藏浅，与下伏稀油储集层有显著的差别。

(1) 剖面上为正旋回结构的辫状河流沉积特征　上侏罗统齐古组（J_3q）超覆沉积在中、下侏罗统或中、上三叠统之上，个别地区超覆在石炭系之上。目前已发现的该组储集层主要分布在克拉玛依油田的六、九区。在区内为一套辫状河流相沉积，剖面上由三个正旋回组成，总沉积厚度平均为 114 米。按旋回自上而下划分为三个砂层组，命名为 G_1、G_2、G_3。G_1 为河流晚期沉积，以漫滩的泥岩、砂质泥岩为主，在区内遭受剥蚀严重，多被上覆下白垩统吐谷鲁组（K_1t）超覆不整合，残留不全，平均残留厚度为 17.4 米，在区内为非储集层。G_2 为辫流河流的发育时期，沉积厚度平均 71.5 米，是一套完整的正旋回结构。自上而下可划分为 2 个砂层（G_2^1、G_2^2），下部 G_2^2 又可分为 3 个单层（G_2^{2-1}、G_2^{2-2}、G_2^{2-3}）。中下部（G_2^2）47.8 米为辫状河床和心滩沉积，底部一般可见 3～5 米的砾状砂岩和砂质砾岩，向上渐变为中—细砂岩，斜层理、交错层理发育，是区内主要储集层；上部（G_2^1）则以漫滩泥岩、泥质粉砂岩为主，偶夹细粉砂岩薄层，沉积厚度平均为 23.7 米，水平层理发育，是区内的次要储集层。G_3 为河流早期沉积，沉积厚度变化大（17～52 米），岩性偏细且变化大，以漫滩泥岩、泥质砂岩为主，多见水平层理，局部地区为河床砂砾岩和中—细砂岩，多呈条带状分布，平均沉积厚度为 25.4 米，为区内次要储集层。

(2) 储集层具有胶结疏松物性好的特征　齐古组砂层一般呈中厚层状，单砂层厚度一般在 5 米以上。砂岩比例占 46%～83%，G_2 砂层组砂岩占 55%～83%。砂岩以中—细粒结构为主，粒度中值(ϕ) 在 2.2～3.2 之间。泥质胶结疏松，多为孔隙—接触式胶结，泥质含量一般为 3.06%～6.27%。粘土矿物以高岭石为主，约占 56%。其次为绿泥石、伊利石和蒙脱石。砂岩成分以岩屑为主，含量 60%～95%，石英、长石次之，一般含量为 13%～22%。砂岩分选中等—好，颗粒多为半圆—半棱角状。砂岩孔隙度变化在 15%～35%之间，平均为 29%。

砂岩渗透率，经 153 块样品分析变化在 100×10^{-3}～10000×10^{-3} 二次方微米之间，全区平均为 2000×10^{-3} 二次方微米。渗透率的分布属 Γ（x^2）型，平面上的变化明显与沉积相带有关。而剖面上的分布多呈低—高—低的复合韵律型，少数为低—高的反韵律型。经统计渗透率与孔隙度具有以下关系(452 块油层样品)：

$$\lg K_v = 18.46\phi - 2.323$$
$$\lg \overline{K} = 13.14\phi - 0.6972$$



式中　K_v——垂直渗透率，$\times10^{-3}$二次方微米；

$\overline{K}$——水平渗透率，$\times10^{-3}$二次方微米；

ϕ——孔隙度，小数。

水平渗透率与垂直渗透率具有以下关系(42块同一岩芯测定统计)：

$$\lg\overline{K}=0.8548+0.766\lg K_v$$

(3) 以原生的粒间孔隙结构为主　齐古组砂岩以粒间孔为主，约占总孔隙的70%～95%，其次为粒间溶孔、粒内孔、杂基细孔和解理缝。粒间孔径一般为30～400微米，溶蚀孔一般为40～50微米。由压汞毛管压力曲线资料证实：粒间孔结构（孔隙度大于30%）的样品多为粗歪度型曲线，喉道半径一般为9.4～18.5微米，有效孔隙半径区间为4.7～45.1微米。孔隙度在20%～28%的样品则呈偏粗歪度类型，分选中等，喉道半径一般为4.7～37.5微米，有效孔隙半径区间为4.7～40.7微米。孔隙度小于20%的样品，都为细歪度型，分选较差。

(4) 储集层存在严重的非均质性　齐古组砂岩储集层具有复杂的油层组合形态。由于沉积环境变化，在砂层中常夹有泥质条带和不含油的致密砂层。因此，油层系数（油层有效厚度与相应的砂砾岩沉积厚度之比）一般较小，为0.3～0.75；单油层层数可达6～7层，一般均在3层以上。不同砂体的渗透率差异大，平面上渗透率级差可达5～12倍，纵向上级差可达87倍，非均质系数达0.29～0.67。对比主要储集层中的各砂层，以G_2^{2-1}非均质最严重，G_3次之，G_2^{2-2}相对较好。

(三) 多重介质储集层

克拉玛依油田比较古老的石炭—二叠系储集层属多重介质。从目前的资料看，此类储集层可分为两种类型。

1.以八区上二叠统乌尔禾组下亚组（P_2ur^a）为代表的巨厚致密砾岩储集层

上二叠统乌尔禾组下亚组（P_2ur^a）巨厚致密砾岩，主要分布在克—乌断裂下盘掩伏带。目前发现的油藏只见于八区。这是一套冲积—洪积相的巨厚砾岩，沉积厚度111～815米。岩性为砂质不等粒砾岩，几乎没有泥岩夹层。砾岩的粒度区间很宽，从260～<0.01毫米，其中小于10毫米的小砾石占53%；不等粒砾石（10～260毫米）占28%，其他为砂、泥质。颗粒大小混杂，分选极差，但可见粒度递变层理。颗粒成熟度低。砾岩成岩后生作用严重，主要表现在成岩压实严重，颗粒表面绿泥石化、火山喷发物的脱玻化、硅化，形成了一定的晶间孔；在淋滤及压溶作用下形成部分颗粒的粒内溶孔、粒间溶孔及压溶缝等，使之几乎全失去了原生孔隙，产生了一套次生孔隙体系。据岩芯分析统计，原生的粒间孔只占9%，孔径为60微米；溶蚀孔占49%，孔径为200～70微米；晶间孔占20%，孔径一般为14微米；交代孔占13%，孔径一般小于24微米。另外，据铸体薄片观察，砾岩孔隙结构有孔大喉小的特征，喉道半径均值仅0.06微米，且分选较差，孔喉配位数为2～3，而孔喉比为317。从岩芯观察中发现两期裂缝，一期为倾角小于30°的低角度裂缝，形成较早，多为方解石充填；一期为高倾角（60°～80°）裂缝，未充填，缝宽为0.3～1.1毫米。裂缝多见于储集层的中、下部。

砾岩孔隙度变化在5%～13%之间，平均为9%；空气渗透率均小于1×10^{-3}二次方微



米，有效渗透率平均为 2.15×10^{-3} 二次方微米。

这类储集层除见于八区之外，还见于五区和七区下二叠统佳木河组（P_1j）的中、上部砂砾岩等。

2.以一区石炭系（C）为代表的火山岩储集层

克拉玛依油田沿主断裂上下盘分布着火山岩储集层。该典型规模最大的是一区推覆体核部的石炭系（C）玄武岩储集层，其次为七中区下二叠统佳木河组（P_1j）下部安山—玄武岩储集层、六中区石炭系安山岩储集层、九区石炭系安山岩储集层、五区下二叠统佳木河组（P_1j）安山—玄武岩储集层、八区下二叠统佳木河组流纹岩储集层等。

一区石炭系（C）玄武岩储集层，分布面积约 30 平方千米，埋藏深度一般变化为 800～1100 米。钻井揭露厚度 300～1100 米（未见底）。属于基岩块状储集层。据岩芯观察统计，玄武岩喷发系数（火山角砾岩岩体／火山熔岩岩体）为 18%～22%，属裂隙中心式喷发。据现代火山喷发的实地考察，火山岩相可划分为。爆发相—火山角砾岩相、溢出相—火山熔岩相、过渡相—火山角砾熔岩相、漂散相—凝灰岩相。一区玄武岩储集层亦大体可划分为：爆发相—玄武质角砾岩相，分布在一区中部偏北，紧靠北黑油山断裂；溢出相—玄武质熔岩，分布在玄武质角砾岩带外围，占据了一区的大部分面积；漂散相—玄武质凝灰岩相，分布在一区的边缘地带，有向二区增多的趋势；过渡相在一区很难划分成带，只在剖面上见有玄武熔岩与玄武质角砾岩的混合带。

一区石炭系玄武岩储集层，在三叠系沉积之前，长期暴露地表，遭受强烈的风化剥蚀，因此，火山岩体发生了一系列变化：

（1）风化壳的分带性　据野外露头和岩芯观察，一区石炭系基岩风化壳自上而下大体可分为四带：风化带，厚 0.5～14 米，是形成基岩油藏的良好盖层；崩解带，位于风化带之下，厚约 200 米。其厚度的变化，随古地貌高低而变化，古地貌高者，崩解带则厚，反之则薄，这为油气向高部位聚集提供了良好的储集空间；淋滤带，位于崩解带之下，厚约 200～300 米，在地层水作用下，使玄武质熔岩遭受不同程度的淋滤蚀变，微裂缝和次生孔隙发育起来，形成了一定的储集空间；滞流带，位于淋滤带之下，距风化带 500～600 米以下。由于长期地层水的沉淀作用，使早期形成的构造缝、火山岩原生缝、洞等均已充填，导致储集性能极差。

（2）玄武岩体蚀变　其蚀变形成了自生矿物系列绿泥石、绿泥石—沸石、绿泥石—蛋白石、绿泥石—方解石、沸石—方解石、沸石—蛋白石、沸石、石英—蛋白石、方解石等。

（3）裂缝发育，且分期性显著　据荧光薄片资料统计，大致可将裂缝的形成划分为三个时期：一期裂缝主要发育在块状玄武岩段和凝灰岩段，裂缝密度为 38 条／100 平方厘米，发光缝占 40%左右；二期缝主要发育在蚀变玄武岩段，裂缝密度为 40 条／100 平方厘米，发光缝大于 70%；三期缝主要发育在火山角砾岩段，裂缝密度 80 条／100 平方厘米，发光缝达 100%。三期裂缝的发光率不同，还与其充填的自生矿物有关，早期缝多充填早期析出矿物绿泥石、蛋白石、不易被水溶解，溶蚀孔、缝不发育，发光率低；二、三期缝多充填中晚期析出矿物沸石、方解石类，易溶于水，溶蚀孔缝发育，发光率高。

一区玄武岩储集层孔隙结构特征可分为四种类型。

（1）玄武质熔结角砾岩　为洞缝型储集层，孔隙度大于 20%，渗透率大于 40×10^{-3} 二次方微米。根据霍布森公式计算的非润湿相饱和度为 79.6%，退汞率较高（57%）。为大孔中喉道组合。

(2) 角砾状玄武熔岩　溶蚀孔、晶间孔交互分布，压汞毛管压力直方图为无峰曲线，连通喉道为微裂缝，孔隙度、渗透率极低，非润湿相饱和度为65%，退汞效率中等(36.8%)。为中孔小喉道组合。

(3) 蚀变玄武岩　玄武岩蚀变后生成次生矿物沸石、绿泥石等，因而产生晶间孔、溶蚀缝、洞。但孔隙度低，渗透率高，非润湿相饱和度为48.6%，退汞效率中等；渗流好而孔隙储集性能差。

(4) 致密块状玄武岩　该类火山岩的蚀变程度较差，大部分由玻璃质组成。孔隙度很小，如无裂缝发育，则无储集渗流能力；如有裂缝发育，则为纯裂缝性储集层。

由上述可见，火山岩的储集性能与其岩性、岩相及其风化模式密切相关。

据岩芯观察统计，一区石炭系玄武岩储集层的裂缝产状及发育程度为:

①低角度（小于45°）裂缝，频率为37%，缝宽一般小于1毫米。

②中角度（45°～60°）裂缝，频率1%～35%，缝宽一般1～3毫米。

③高角度（60°～80°）裂缝，频率为30%，缝宽一般大于5毫米。

岩芯分析的基质孔隙度平均为7.2%；空气渗透率为1.2×10^{-3}二次方微米；测井综合解释的裂缝孔隙度为0.8%，利用复压资料计算求得有效渗透率为5.4×10^{-3}二次方微米。据生产动态反映，主裂缝方向与北黑油山断裂方向近于平行。

综上所述，火山岩储集层远较沉积岩储集层复杂。在复杂的火山岩岩性岩相控制下，经风化蚀变，形成了以次生孔隙为主的储集空间，裂缝和微裂缝是油气渗流的主要通道，这就是非均质程度很高的小容量，低—中渗透性的多重介质系统的火山岩储集层（图2-10-8）。

四、油气藏类型及流体性质

克拉玛依油田是多种油藏类型叠合的油田。从总体上看，主要的油藏是:①与断裂遮挡有关的单斜—岩性油藏;②地层超覆尖灭油藏;③基岩油藏。三叠—侏罗系油藏的主要类型是第一类；稠油油藏的主要类型属第二类；石炭—二叠系油藏属第三类。据已投入开发的49个层块，其油藏性质可分为五类:

一类，共有10层块，占全油田动用储量的25.6%，占注水开发储量的40.5%，主要为三叠—侏罗系砾岩储集层，平均有效厚度为13.1米，空气渗透率为170×10^{-3}～430×10^{-3}二次方微米，有效渗透率一般大于100×10^{-3}二次方微米，地层原油粘度4～8毫帕秒，属中等渗透性、中—低粘度的油藏，是油田上储层条件最好、开采效果最佳的油藏。

二类，共有12个层块，储量占21.1%，占注水开发储量的33.3%。主要为三叠—侏罗系砾岩储集层。平均有效厚度为8.2米，空气渗透率为30×10^{-3}～100×10^{-3}二次方微米，有效渗透率为30×10^{-3}～70×10^{-3}二次方微米，地层原油粘度为2.5～12.0毫帕秒，含油砂砾岩体多呈透镜状，连续性差，平面非均质严重，属于低渗透性中等粘度、严重非均质油藏，开采效果较差。

三类，共有12个层块，储量占16.6%。占注水储量的26.2%。主要为三叠—侏罗系砾岩储集层，平均有效厚度为7.6米，空气渗透率为200×10^{-3}～745×10^{-3}二次方微米，有效渗透率为100×10^{-3}～540×10^{-3}二次方微米，地层原油粘度为21～214毫帕秒。层内非均质性严重，有高渗透网络和微裂缝发育，属中渗透性、高粘度、层内严重非均质油藏。

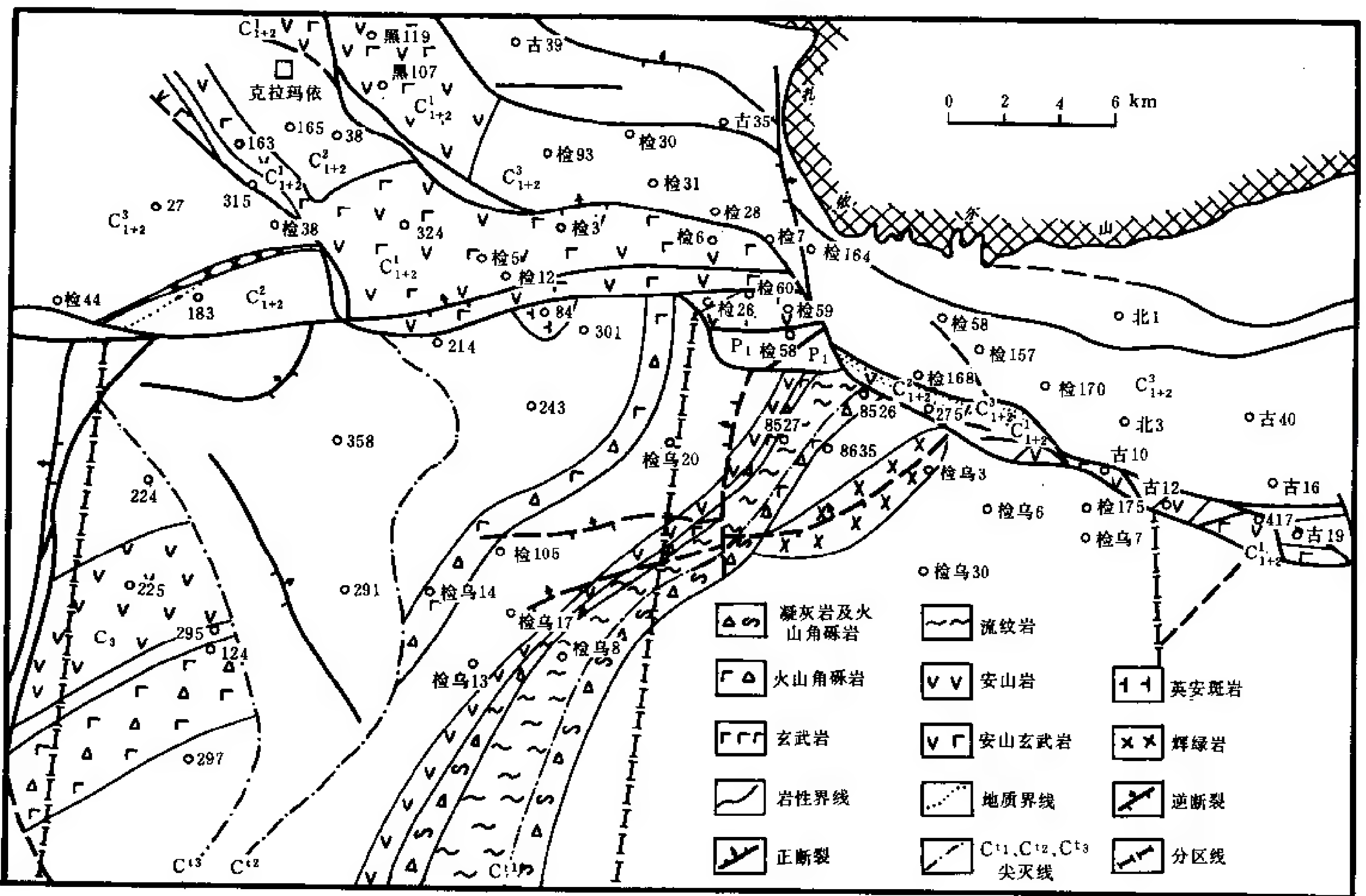


图 2-10-8 准噶尔盆地西北缘红山嘴—百口泉石炭—二叠系火山岩分布图

四类，共有10个层块，储量占32.5%。正在进行注水开发试验。主要属于石炭—二叠系多重介质储集层，基质渗透率一般小于1×10^{-3}二次方微米，有效渗透率为2.15×10^{-3}～71.5×10^{-3}二次方微米，地层原油粘度为0.7～6.5毫帕秒。开采难度大，初期可高产，但递减快，注水效果不显著，稳产基础差，属中—低渗透性、低粘度、多重介质油藏。

五类，为地层超覆型浅层稠油油藏，埋藏深度为200～400米。已开发动用5个层块，储量占4.1%，全部注蒸汽吞吐开采。主要储集层属上侏罗统齐古组（J_3q）河流相砂岩，有效厚度平均为15米，空气渗透率平均为2000×10^{-3}二次方微米，地层原油粘度为800～1500毫帕秒，地面脱气原油粘度（20℃）为2642～25000毫帕秒。属高渗透性、高粘度稠油油藏。

克拉玛依油田地面海拔平均为300米，油层中部深度为150～2900米。油藏中部海拔为+150～−2600米。油藏的原始地层压力变化在1.8～34.85兆帕之间，压力系数变化在1.02～1.71之间，不同的断块，不同的层系，都有自己独立的压力系统。地层压力随埋藏深度增加而增高，而压力系数的变化却没有规律。

油藏的饱和压力变化在1.8～29.6兆帕之间。在克—乌断裂上盘各层块，油藏的原始地层压力与饱和压力基本接近，属饱和油藏。而克—乌断裂下盘各层块，原始地层压力均高于饱和压力，油藏的饱和程度一般在80%左右，属高饱和度油藏。

油藏温度随埋藏深度而变化，为17～72℃。

克拉玛依油田天然驱动类型以溶解气驱为主，弹性驱动为辅，且只见于克-乌断裂下盘的各油藏，弹性能量有限。在少数层块构造低部位见有边水，但很不活跃，没有明显的油水界面。

克拉玛依油田的地面原油性质，总的变化趋势与油藏埋深密切相关。在主断裂上盘的高断块，油藏埋藏浅，地面原油相对密度高（0.86～0.92），原油粘度大（20℃时50～4200毫帕秒），原油凝固点低（−20～−45℃），含蜡量低（微至5%），多属低凝油。而地层原油饱和程度高，均在90%～100%，地饱压差趋近于零，原始溶气量较低（5～50米^3／吨），原油相对密度较高（0.8～0.86），粘度较高。溶解气相对密度为0.62～0.75，甲烷含量达70%～80%。主断裂下盘，油藏埋藏深，地面原油相对密度低（0.79～0.85），粘度小（20℃时，20～100毫帕秒），凝固点高（−10～+15℃），含蜡量高（3%～7%），为普通原油。而地层油饱和程度较低（80%左右），地饱压差在2兆帕左右，原始溶气量较高（50～150米^3／吨），原油相对密度较低（0.67～0.8），溶解气相对密度较高（0.7～0.82），甲烷含量为80%以上。

地层水在油田上不活跃，只见于分割的断块内构造低部位。水型以重碳酸钠型为主，氯化钙型次之。三叠系及其以上地层的水矿化度变化在6～7.2克／升之间，三叠系以下地层的水矿化度变化在7～49克／升之间。

五、开发简况

克拉玛依油田自1955年发现以来，到1989年底共经历了四个发展阶段。

（一）油田勘探和生产试验阶段（*1955～1960*年）

1955年10月，克拉玛依1号探井喷油以后，采取了“区域展开，整体解剖二级构造带”的勘探方针，较快地拿下了我国第一个大油田。1957～1958年，首先在油田的一区、二区开辟了开发试验区，为大规模油田开发做了技术准备。至此，油田共钻探井、估价井460口，生产井803口，其中采油井731口，注水井72口。二中区、二东$_{3+4}$区、七东区、一东

区、一西区相继投入开发。一区采用 200×250 米两排注水井夹三排采油井的内切割行列注水井网，二中区采用 250×300 米两排注水井夹五排采油井的内切割行列注水井网，七东区采用 300×300 米边缘弧形注水井网。建成了百万吨生产能力。到 1960 年底，年产油 99.7 万吨，日产水平为 2539 吨，平均单井日产 5.4 吨。年产水量 1.36 万立方米，综合含水率 1.4%，综合气油比 183 米^3／吨，累积产油 213.12 万吨。

该阶段末期油田暴露出了一系列问题。由于受资料录取的限制，对地下情况认识不足，开发方案立足于相对较均质的砂岩储集层，采用大层系合注合采的行列注水开发方式。结果投产一年多，油田出现了产量下降、油层压力下降、油气比上升、水淹水窜严重的被动局面。

（二）重新认识油藏，对油田进行调整阶段（*1961～1965* 年）

为扭转油田开发的被动局面，首先应摘清地下实际情况，重新认识油藏。在全油田部署了 124 口检查井，对二叠系储集层系统取大直径岩芯 15000 米，平均取芯收获率为 89%，分析样品 36044 块，得到分析数据 125910 个，进行了百万次地层对比，基本掌握了三叠系油藏的变化规律。重新认识到，克拉玛依油田三叠系油藏，是分为克上组（T_2k^2）、克下组（T_2k^1）两套油层，两个压力系统，两种油气性质。储集层是以非均质程度很高的砾岩为主，砾岩的变化是受剧烈变化的洪积相所控制。因此，对已投入开发的一区和七东区进行了开发层系、井网和注采系统的全面综合调整。分克上组和克下组两套井网开发，改行列注水为 250×250 米四点法面积注水井网。同时采用分层注水，分层采油。油田普遍推广了一级两层的分注分采工艺，控制了水淹水窜，加强了注水，恢复了油层压力；加强了井下作业，改善了井况，提高了生产效率和油水井利用率；加强了改造措施，普遍进行压裂，分层选压等工艺；加强了油田管理，展开了群众性的油井分析，使油田的开采面貌显著改观。实现了稳产的目标。到 1965 年底，共有生产井 1257 口，其中采油井 1031 口，注水井 226 口。年产油 70.88 万吨，日产水平 1937 吨，平均单井日产 4.2 吨；年产水 7.14 万立方米，油田综合含水率 9.2%；年注水量 22.4 万立方米；采油速度 0.99%，综合气油比 122 米^3／吨，累积采油量 575.38 万吨。

（三）油田稳定发展阶段（*1966～1978* 年）

在上一阶段有成效的调整基础上，先后又有 20 个层块投入开发，尤其是大面积高粘度油藏成功地进行了注水开发。此时，各层块，多采用 250 米、300 米、400 米，个别有 600～800 米的四点法或反九点法面积注水井网，比较能适应砾岩储集层的变化，使三叠-侏罗系油藏的开发达到了较佳状态。因而，油田的产量呈稳步上升的趋势。

截止 1978 年底，油田共有生产井 3011 口，其中采油井 2271 口，注水井 741 口。年产油量 302.1 万吨，日产水平 7999 吨，平均单井日产 3.9 吨；年产水量 193.3 万立方米，综合含水率 39.0%；年注水 29.9 万立方米，年注采比为 1.39，累积注采比为 0.989；综合气油比为 93 米^3／吨，采油速度为 1.35%；累积产油量 3198 万吨。

（四）油田大发展阶段（*1979～1989* 年）

在油田进一步勘探开发过程中，由于对克拉玛依大逆掩断裂带缓断面推覆性质的新认识，打开了推覆体勘探的新领域，使老油田又增新储量。仅断裂下盘掩伏带增加含油面积 21.4 平方千米，地质储量 3303 万吨。同时三叠系储集层下面发现了一批石炭—二叠系巨厚砾岩、变质岩、火山岩的多重介质油藏；先后有八区上二叠统乌尔禾组下亚组（P_2ur^a）巨厚砾岩油藏、九区石炭系（C）、一区石炭系（C）、七中区下二叠统佳木河组（P_1j）、六中



表 2-10-2 克拉玛依油田综合数据表

油藏类型	埋藏深度(m)	原始地层压力(MPa)	油藏饱和压力(MPa)	压力系数	开采方式	井网井距(m)	生产井数(口)	日产油水平(t)	年产油量(10^4t)	累积产油量(10^4t)	气油比(m^3/t)	综合含水率(%)	备注
稀油	400~3000	5.2~34.8	5.2~29.6	1.2~1.74	面积注水	四点反九点 250~600	4463	9135	351.1	7350.9	137	60.3	生产动态数据均为 1989 年底的数据。各油田综合数据表均同
稠油	150~350	2.0	2.0	1	蒸汽吞吐	五点反九点 100	1129	3360	107.3	271.3	0	57.7	

区石炭系（C）、三区石炭系（C）等火山岩油藏投入开发，除八区（P_2ur^a）采用380米反九点注水井网外，其余均采用300～350米四点法面积注水井网开发。在油田推覆体之上超覆尖灭带，发现浅层稠油油藏（上侏罗统齐古组），经过注蒸汽吞吐开发试验，已成功地推广到六区、九区大面积注蒸汽开发。稠油开发均采用100米五点法井网、反九点井网和四点法井网。推行大面积蒸汽吞吐开发的同时，积极开展了蒸汽驱开发的先导试验。为进一步提高稠油开发的采收率做好技术准备。

油田的老开发区，多数已进入中高含水期，适时地由自喷生产转为抽油生产，放大生产压差，提高油层的动用程度，使老区保持了稳产。

截止1989年底，克拉玛依油田共有生产井6126口，其中采油井4458口（自喷井1652口，抽油井2806口），注水井1134口。日产油水平12496吨（自喷井3767吨，抽油井8729吨），年产油量458万吨，累积产油7622万吨。年产气量47419万立方米，累积产气854700万立方米，气油比为100立方米／吨。年产水量634万吨，累积产水5226万吨，综合含水率59.7%。年注水量1510万吨，日注水平45665吨，累积注水17511万吨。累积注采比为1.1。见表2-10-2。

第二节　百口泉油田

一、概况

百口泉油田位于准噶尔盆地西北缘，克拉玛依市东北约70千米处，与克拉玛依油田毗邻，并同属一个二级构造带。油田沿大逆掩断裂带百口泉段呈带状分布，南北长约10千米，东西宽约1～3千米。地面为平坦的戈壁滩覆盖，气候干燥，昼夜温差大，而地下水源丰富。

百口泉油田发现于1958年。230井于1958年3月至5月在下三叠统百口泉组（T_1b）的2287～2270米井段射开7.0米试油，6毫米油嘴，日产油8.32立方米。到1976年底，在油田上进行地震详查和细测，共钻探井16口，取芯进尺为976.4米，岩芯收获率平均为55.7%。16口井试油，其中5口获得工业油流。1977～1978年，对油田进行评价钻探，首先探明了百21井区百口泉组（T_1b）主要油藏，并于1979年投入开发。到1984年，百口泉油田已探明6个断块5套含层系，含油面积48.4平方千米，累积建成115万吨生产能力，90%的储量已投入开发，其中注水开发储量占90%（图2-10-9）。

二、构造位置及圈闭

百口泉油田位于西北缘冲断带的中段（克—乌断裂带）偏东的百口泉段。油田主要分布在主断裂下盘掩伏带和前缘断块带。油田内部构造为向东南倾的单斜，地层倾角一般4°～5°，近断裂附近倾角可达10°～15°。

克—乌断裂在该油田段走向近南北向，在油田西侧切过，断面西倾，呈上陡下缓状，断面上部倾角为60°～75°，下部倾角为15°～45°。以三叠系底界计算，其垂直断距为610～950米，水平断距为900～1400米。断开侏罗系以下三叠系、二叠系、石炭系各层位，属冲断性质。

主断裂伴有派生断裂，在油田内计有百15井断裂、百19井断裂、1046井断裂等。派生断裂亦均为逆断裂，多与主断裂平行或呈锐角相交，因而构成推覆体前缘断块，如检188井断块由主断裂与百15井断裂切割而成；百1井断块由主断裂与百19井断裂切割而成；百

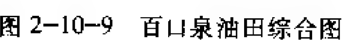


图 2-10-9　百口泉油田综合图

19 井小断块由百 19 井断裂与 1046 井断裂切割而成。

百口泉油田在上述构造背景上形成了多种类型的含油气圈闭。主要的圈闭类型为断裂遮挡的单斜圈闭，如百口泉油田主体部位的百 21 井区，主断裂下盘掩伏带油藏；断块圈闭，如检 188 井断块的克上组（T_2k^2）油藏、下二叠统佳木河组（P_1j）油藏等；地层超覆尖灭圈闭油藏，如主断裂上盘的 422 井区克上组（T_2k^2）油藏、百 31 井区百口泉组（T_1b）、克上组（T_2k^2）油藏等。

三、储集层

百口泉油田共有五套储集层，自下而上简述如下：

（一）下二叠统佳木河组（P_1j）

主要见于检 188 井断块南部，属于前缘断块区。据 8 口井取芯观察，佳木河组是一套灰黑色、绿灰色碎屑岩，下部夹有安山岩、玄武岩体，剖面结构可分为三段。

下段：为灰黑色、绿灰色低混合状杂砂岩，不等粒砾岩，砂质砾岩，夹灰黑色安山玢岩、杏仁状玄武岩，视电阻率高达 40～150 欧姆米，上部岩性变细，为灰黑色泥岩夹砂砾岩，视电阻率变为 7～15 欧姆米。剖面厚度约 200 米。埋深一般在 2000 米以下。

中段：为块状砂砾岩，中、下部岩性较粗，为灰黑色、绿灰色含砂细砾岩，石英长石杂砂岩，低混合状杂砂岩，富含凝灰质，夹有角砾状凝灰岩。视电阻率高达 100 欧姆米以上。上部岩性变细，为砂质不等粒小砾岩、中—细砂岩、泥质粉砂岩，厚约 400～600 米，埋深 1700～2000 米，是佳木河组的主要储集层。

上段：为低阻泥岩段，岩性以灰黑色泥岩为主，夹有混合状杂砂岩薄层。厚约 300 米。分布于克—乌断裂带附近。泥岩常被揉皱成鳞片状。埋深为 1600～1800 米。

以上地层均倾向北西西，地层倾角一般为 50°～60°，最大可达 70°～80°。

据岩芯分析，佳木河组是一套轻微变质的低容量、细喉道、裂缝渗流的双重介质储集层。裂缝发育、一般裂缝密度为 4.6～3.1 条／米。缝宽一般为 0.1～1 毫米，最宽者达 30 毫米，缝内多被方解石充填，充填率达 85%。然而方解石又被溶蚀、形成溶蚀孔洞，且见有较好的油气显示。因此，该储集层的孔隙类型属于微裂缝—溶孔—粒内溶孔加粒内孔。胶结物以蒙脱石、伊利石为主。岩石物性普遍较差，主要储集层（中段）平均有效孔隙度为 4.5%～6.9%，空气渗透率为 $0 \sim 0.13 \times 10^{-3}$ 二次方微米。压汞毛管压力曲线排驱压力值高达 3 兆帕，30 兆帕下最大汞饱和度为 50%，均为细歪度偏细型。

另据试井资料，可将储集层分做三种类型。

1.典型双重介质型

复压曲线呈两直线段，反映储集层具有裂缝系统和基质孔隙系统。据计算，裂缝弹性容积系数（ω）为 0.54～0.87，一般为 0.8，表明裂缝孔隙比较发育。基质孔隙与裂缝间的窜流系数（λ）为 $7.2 \times 10^{-6} \sim 4.65 \times 10^{-2}$，一般为 5.4×10^{-5}。二者之间的交流能力一般，个别较好。裂缝的有效渗透率为 $4.8 \times 10^{-3} \sim 136 \times 10^{-3}$ 二次方微米，一般为 $20 \times 10^{-3} \sim 60 \times 10^{-3}$ 二次方微米。

2.裂缝型

复压曲线呈快升单一直线段。关井后压力恢复很快。此类多为高产井。曲线经校正判别确属裂缝系统反映。油井压力恢复时间一般 2～15 小时。有些井到第二次或第三次测复压曲线时就出现两直线段型曲线。

3.基质孔隙型

复压曲线呈直线缓慢上升型。续流段很长，甚至不出现直线段。反映储集层基质孔隙度低，渗透率更低，裂缝不发育。此类多为低产低能井。

（二）上二叠统乌尔禾组下亚组（P_2ur^a）

巨厚砾岩储集层，见于百1断块的基底和检188断块的东半部。可与克拉玛依油田八区乌尔禾组下亚组（P_2ur^a）类比。属于冲积-洪积相沉积。沉积厚度为0～400米。呈下超上剥状态。主要岩性为灰绿色、棕红色，花斑状厚层块状砂质不等粒砾岩，夹棕红色泥岩，由下向上泥质含量增多。砾岩呈厚层块状，无层理，成层性差。自上而下可分为四段（XW_1、XW_2、XW_3、XW_4）。XW_1为低阻高泥质含量砾岩，接近于泥石流沉积，不含油，区内大部分被剥蚀；XW_2、XW_3为中阻砂质砾岩，是区内主要储集层；XW_4为高阻砾岩，岩性最粗，胶结致密，不含油。油层的有效孔隙度平均为11.2%，空气渗透率为6.5×10^{-3}二次方微米，平均有效渗透率为6.9×10^{-3}二次方微米，平均有效厚度为32.4米，埋藏深度平均为2100米。

（三）下三叠统百口泉组（T_1b）储集层

见于克-乌断裂下盘的百21井区和百19井区。属洪积扇的扇顶—扇中沉积。沉积厚度155～165米。岩性为灰绿色、棕红色或花斑状砂质不等粒砾岩、砂质小砾岩，夹薄层不稳定泥岩。砾岩占80%以上。粒度呈正韵律变化。砾岩中以细粒小砾岩（粒径2～5毫米）和砂质不等粒小砾岩（粒径2～10毫米）含油最好，是主要的储油岩性。含油岩性多分布在每个韵律层的中上部。砾岩为泥质胶结，胶结程度中等，胶结物成分以高岭石为主。砾岩孔隙类型以粒间孔为主。有效孔隙度平均为12.2%，平均空气渗透率为71.2×10^{-3}二次方微米，有效渗透率为65.7×10^{-3}二次方微米，油层有效厚度平均为30.4米。

百口泉组（T_1b）自上而下可细分为3个砂层组（B_1、B_2、B_3）和9个砂层（B_1^1、B_1^2、B_1^3、B_2^1、B_2^2、B_2^3；B_3^1、B_3^2、B_3^3）。

B_3属扇顶沉积，中低阻—高阻。下部接近于泥石流沉积，岩性为泥质砾岩，砾径为20～50毫米，最大可达200毫米；中、上部岩性变细为砂质不等粒砾岩。沉积厚度平均为49米。在较高的百19井断块内缺失。油层有效孔隙度为9%～17.2%，平均为13.8%；空气渗透率为8×10^{-3}～118×10^{-3}二次方微米，平均为45.1×10^{-3}二次方微米；原始含油饱和度平均为55%。油层有效厚度平均为6.5米。

B_2属扇顶沉积，连续沉积在B_3之上，为高阻层。岩性以灰绿色砂质不等粒砾岩，细粒小砾岩为主，中上部夹薄层粗砂岩和泥岩，向扇中沉积过渡。砾岩分选极差，泥质胶结。沉积厚度50米，沉积范围扩大到全区。油层有效孔隙度为9.4%～16.4%，平均为12.7%；空气渗透率为5×10^{-3}～342×10^{-3}二次方微米，平均为52.8×10^{-3}二次方微米；原始含油饱和度平均为62%。有效厚度平均为10.38米。

B_1属扇中沉积，与B_2连续沉积，高阻层与低阻层交互。中下部岩性以灰绿色砂质不等粒砾岩和小砾岩为主，夹含砾砂岩，泥岩薄互层；上部出现较稳定的砂岩和泥岩层，见有水平层理和不规则波状斜层理及碳化植物残片等。沉积厚度平均为68米。油层有效孔隙度为9.5%～16.5%，平均为12%；空气渗透率为6×10^{-3}～341×10^{-3}二次方微米，平均为85.1×10^{-3}二次方微米；原始含油饱和度平均为70%。油层有效厚度平均为16.71米。

（四）中三叠统克拉玛依组下亚组（T_2k^1）

主要见于克—乌断裂下盘的扩大斜坡区，但在高断块上也见有较薄的沉积，如百1井断块、检188井断块等。克-乌断裂下盘与下伏的百口泉组（T_1b）连续沉积；属水退式的洪

积扇扇缘—扇中—扇顶沉积。沉积厚度平均为200米。在克-乌断裂带的前缘断块(如检188井断块)，该组储集层超覆沉积在二叠系或石炭系之上。沉积厚度减薄至70～100米。到克-乌断裂上盘则全部缺失。克下组岩性主要是灰绿色不等粒砾岩夹薄层砂岩与棕色、棕褐色泥岩、砂质泥岩交互层。剖面上部和下部较粗，以不等粒砾岩为主，夹薄层泥岩；而中部以泥岩为主夹薄层—中厚层砂岩。砂砾岩层多呈正韵律性，底部常见冲刷面。据重矿物分析，在克-乌断裂下盘存在着三支古水系。克下组早—中期沉积，主要物源来自西北角和西边的断裂上盘。这两支古水流就形成了克下组的主要储集层。而晚期的另一支古水流则来自百19井断裂的上盘；由于物源区移近，晚期则形成了扇顶的泥石流沉积，在油田内为非储集层。

克下组储集层，自上而下划分为3个砂层组（S_6、S_7、S_8）、13个砂层（S_6^1、S_6^2、S_6^3、S_7^1、S_7^2、S_7^3、S_7^4、S_7^5、S_8^1、S_8^2、S_8^3、S_8^4、S_8^5），S_7^2—S_7^5进而又细分为11个小层，S_6为非储集层，S_7—S_8为储集层，沉积厚度平均为157.9米，埋深平均为2150米，有效孔隙度平均为14.9%，空气渗透率平均为35.8×10^{-3}二次方微米，有效渗透率平均为42×10^{-3}二次方微米，油层有效厚度平均为13.4米。

S_8属扇中向扇缘的过渡沉积。由下向上岩性渐变细，砂砾岩比例降低，泥岩增多。有效孔隙度由13.6%增大为14.2%，空气渗透率由52.8×10^{-3}二次方微米降低为25.4×10^{-3}二次方微米，所控制的地质储量由8.59%降为6.92%。总之，中、下部的S_8^3—S_8^5层储集性能较好，上部的S_8^1、S_8^2层较差。

S_7属扇缘向扇中的过渡沉积，岩性由下向上变粗。S_7^5、S_7^4为扇缘沉积，砂砾岩体呈条带状透镜体，有效孔隙度分别平均为13.9%、14.4%，空气渗透率分别平均为31.6×10^{-3}二次方微米、25.2×10^{-3}二次方微米，只分别控制了地质储量的14.3%、7.93%。S_7^3、S_7^2、S_7^1为扇中沉积，砂砾岩体厚度增大且连片分布，有效孔隙度增大到15.7%，空气渗透率增大到47.7×10^{-3}～58.9×10^{-3}二次方微米，控制了地质储量的27.3%～10.54%。因此，S_7^2、S_7^3是主要储集层。但S_7^1层储集性能有变差的趋势，主要是在山麓边缘已为扇顶泥石流所覆盖，含油性变差。

（五）中三叠统克拉玛依组下亚组（T_2k^2）

克上组（T_2k^2）储集层遍于全区，在克-乌断裂下盘及前缘断块均连续沉积于克下组之上，沉积厚度150～300米。而断裂上盘超覆沉积于基岩（C）之上，且很快尖灭，沉积厚度0～50米。克上组属于由洪积扇过渡为山麓河流相沉积。储集层主要见于辫流河床和心滩沉积的砂砾岩和砂岩。砂岩、砾岩的比例一般在50%以上，砂砾岩单层厚度平均为6.09～16米，断裂上盘较薄，下盘较厚。砂砾岩层间的泥岩隔层较发育，隔层厚度平均为2.4～16.3米，分隔程度为75.7%～89.5%。断裂下盘砂砾岩体在平面上多呈条带状分布，长轴多平行于断裂。前缘断块内，砂砾岩体多呈透镜状分布，长轴多斜交于断裂走向。砂砾岩粒径变化在0.7～25毫米之间。粒度均值0.76～1.75毫米，分选系数为1.55～2.3。砂砾岩的润湿性能多属中—强亲水性。孔隙类型以粒间孔为主，粒间溶孔次之。平均孔隙直径为14.2～53微米，最大喉道连通半径为1.32～8.7微米。油水相对渗透率试验得到两相共渗区范围在0.27～0.35之间，束缚水饱和度为0.43，残余油饱和度在0.25～0.33之间。共渗点的含水饱和度为0.53～0.56，等渗值为0.13～0.17。最大水相渗透率为0.23～0.28。克上组油层平均有效孔隙度14%～15%，空气渗透率平均为48×10^{-3}～63×10^{-3}二次方微米，有效渗透率平均为27×10^{-3}～45×10^{-3}二次方微米，平均有效厚度为7～8.5米。

克上组经油区内对比，按沉积旋回自上向下可划分为5个砂层组（S_1、S_2、S_3、S_4、



S_5)、8个砂层（S_1、S_2、S_3^1、S_3^2、S_4^1、S_4^2、S_5^1、S_5^2），S_5^1、S_5^2又划分为4个单层（S_5^{1-1}、S_5^{1-2}；S_5^{2-1}、S_5^{2-2}）。在断裂下盘和前缘断块储集层的发育部位不尽相同。下盘储集层主要发育在S_5中，向上逐渐变差或不含油气。S_5属辫流河床和心滩沉积，岩性较粗，呈典型的正韵律，含油性亦是下部好，向上变差。最底部的S_5^{2-2}为主要油层，控制了S_5层地质储量的44.9%，沉积厚度平均为20.5米，砂砾岩占65%，油层有效厚度平均为3.2米，有效孔隙度平均为12.4%，有效渗透率平均为42×10^{-3}二次方微米。S_5^{2-1}、S_5^{1-2}、S_5^{1-1}为次要油层，分别控制了克上组地质储量的19.1%、17.5%、18.5%，沉积厚度分别为21.5米、20米、18米，砂砾岩占67%、75%、63%，有效厚度分别为2.3米、2.6米、2.2米。有效孔隙度分别为12.8%、12.3%、15.3%，有效渗透率分别为17.5×10^{-3}、15.2×10^{-3}、15.2×10^{-3}、15.6×10^{-3}二次方微米。

前缘断块中S_5为主要油层，控制了克上组储量的74.3%，其中又以S_5^{1-2}层发育最好，其次为S_5^{1-1}、S_5^{2-1}、S_5^{2-2}。S_4、S_3、S_1均为差油层，仅控制克上组储量的2.82%~8.7%，各砂层评价见表2–10–3。

表2–10–3　百口泉油田克上组各砂层评价表

砂层	沉积厚度(m)	砂砾岩比(%)	有效厚度(m)	孔隙度(%)	空气渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)	有效渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)	评价
S_1	10.2	61.7	1.46	17.1		24.8	差
S_3^2	8.3	94.9	1.58	15.0		23.4	差
S_4^1	42.2	23.7	2.49	17.4		16.8	较差
S_4^2	40.8	26.9	2.49	17.0		18.9	较差
S_5^{1-1}	18	63	2.2	15.3	35.2	15.6	好
S_5^{1-2}	20	75	2.6	12.3	67.5	15.2	好
S_5^{2-1}	21.5	67	2.3	12.8	44.1	17.5	好
S_5^{2-2}	20.5	65	3.2	12.4	29.1	42	较好
合计	181.5	50.8	7.03	15.0	48	45	

四、油藏类型及流体性质

百口泉油田主要由三种油藏类型组成，即：断裂遮挡的单斜油藏和地层超覆尖灭油藏和基岩油藏。

（一）断裂遮挡的单斜油藏

主要分布在克–乌断裂下盘的百21井区的百口泉组、克下组与克上组等层，以及检188井断块的克上组层块等。这类油藏上倾方向都为克–乌断裂切割遮挡，下倾方向有微弱的边水（百口泉组）或岩性（克下组、克上组）所封闭。油藏属低压低饱和性质，油藏中原始溶气量低，原油属于低密度、中等含蜡的普通原油，地层水为高矿化度的封闭型地层水，天然气为高密度的溶解气。各油藏具体参数见表2–10–4。



表 2-10-4　百口泉油田断层遮挡油藏参数表

区　块	层　位	原始地层压力 (MPa)	原始饱和压力 (MPa)	压力系数	原始溶气量 (m^3/m^3)	体积系数 (地层)	原油压缩系数 (1/MPa)	地层油粘度 (mPa·s)	油藏中部温度 (℃)	脱气油相对密度	30℃时脱气油粘度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	天然气相对密度 (对空气)	甲烷含量 (%)	水型	总矿化度 (g/L)	氯离子含量 (mg/L)
百 21 井区	T_1b	25.8	12.4	1.12	65	1.160	12.5×10^{-4}	2.5	62	0.838	15.4	12.0	8.58	0.7756	73.0	$NaHCO_3$	5.3~7.2	2500~8900
百 21 井区	T_2k^1	21.1	14.4	1.0	76	1.21	14.7×10^{-4}	2.05	60	0.832	12.3	7.2	9.2	0.8114	72.69	$NaHCO_3$	5.6	1062~5626
百 21 井区	T_2k^2	20.3	16.4	1.02	86	1.241	18×10^{-4}	1.86	58	0.843	14.2	10.9	7.6	0.723	57.6	$NaHCO_3$	4.6	2100
检 188 断块	T_2k^2	18.0	7.2	1.05	35.5	1.092	11.7×10^{-4}	4.3	48.7	0.843	18.5	2.7	9.2	0.830	71.3	$NaHCO_3$	3.8~19.8	9000~13000

表 2-10-5　百口泉油田地层超覆尖灭油藏参数表

区块	层　位	原始地层压力 (MPa)	饱和压力 (MPa)	压力系数	原始溶气量 (m^3/m^3)	原油体积系数	地层油粘度 (mPa·s)	脱气油相对密度	脱气油粘度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	天然气相对密度 (对空气)	甲烷含量 (%)	水型	总矿化度 (g/L)
422	T_2k^2	16.2	9.98	1.08	52.3		3.6	0.8595		12	5.1	0.714	75.4	$NaHCO_3$	8.2~11.9
百 31	$T_1b\sim T_2k^2$	10.9	9.30	0.90	58	1.166	2.6	0.834~0.877	10.17~63 (30℃)	11	7.9	0.712	80.9	$NaHCO_3$	11.17

表 2-10-6　百口泉油田基岩油藏参数表

区　块	层　位	原始地层压力 (MPa)	饱和压力 (MPa)	压力系数	原始溶气量 (m^3/m^3)	原油体积系数	地层油粘度 (mPa·s)	脱气油相对密度	30℃时脱气油粘度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	天然气相对密度 (对空气)	甲烷含量 (%)	水型	总矿化度 (g/L)
检 188 断块	P_1j	20.8	16.7	1.1	81	1.214	1.586	0.844	19.2	10.3	9.6	0.832	70.26	$NaHCO_3$	15~25
百 1 断块	P_2ur^a	18.0	14.8	0.98	71		2.8	0.860	51.0	15.0		0.849	85.70	$CaCl_2$	16.08

表 2-10-7　百口泉油田综合数据表

油藏类型	埋藏深度 (m)	原始地层压力 (MPa)	油藏饱和压力 (MPa)	压力系数	开采方式	井网井距 (m)	生产井数 (口)	日产油水平 (t)	年产油量 ($\times10^4$t)	累积产油量 ($\times10^4$t)	气油比 (m^3/t)	综合含水率 (%)	采油速度 (%)
稀油	1500~2300	10.9~25.8	7.2~16.7	0.9~1.12	面积注水	四点反九点 300~500	611	2205	89	1065	82	45.6	1.3

（二）地层超覆尖灭油藏

主要分布在克—乌断裂上盘三叠系超覆尖灭带。如 422 井区克下组、百 31 井区百口泉组、克上组等，为油藏上倾方向油层超覆尖灭、下倾方向被断裂切割封闭。其流体性质见表 2-10-5。

（三）基岩油藏

主要见于前缘断块的二叠系，如检 188 断块西部的佳木河组，百 1 断块的乌尔禾组下亚组等，油藏处在三叠系覆盖之下的二叠系砂砾岩、火山岩的双重介质储集层中。两侧被断裂切割。流体性质自成系统(表 2-10-6、表 2-10-7)。

五、开发简况

百口泉油田于 1957 年开始钻探，1958 年 5 月，230 井获工业油流，以后陆续开展了地震详查和细测，到 1978 年 2 月转人详探，同年编制了百 21 井区百口泉组（T_1b）开发方案，方案采用 500 米井距反九点面积注水井网，1979 年 11 月，基本实施完毕全面投产；但为提高厚油层的动用程度和采油速度，1980 年 1 月又编制了百 21 井区西部高产带 10.4 平方千米，B_1 与 B_{2+3} 两套井网开发方案；地面井距 385 米，地下井距 500 米，反九点面积注水井网。1980 年底正式投产建成产能 69 万吨。1982 年至 1984 年，相继编制了百 21 井区克下组、克上组、检 188 断块克上组、佳木河组等开发方案，建成生产能力 40 万吨。1985 年之后又有 422 井区克上组、百 31 井区百口泉组、克上组相继投入开发，累积建成产能 115 万吨。

截止 1989 年底，百口泉油田共有油水井 611 口，其中采油井 479 口（自喷井 49 口，抽油井 430 口），注水井 113 口。日产原油 2205 吨(自喷井 206 吨，抽油井 1998 吨)，年产原油 89 万吨，累积产油 1065 万吨。年产气 6217 万立方米，累积产气 79115 万立方米，气油比 82 米^3／吨。年产水量 62 万吨，年累积产水 310 万吨，综合含水率为 45.6%。年注水量为 192 万吨，日注水 5991 吨，累积注水 1697 万吨，累积注采比为 0.96。

第三节　红山嘴油田

一、概况

红山嘴油田位于克拉玛依市区西南约 30 千米处。克—独公路穿越油田中部。地面有低丘分布，大面积为戈壁、半沙漠所覆盖。地势较平坦，平均地面海拔 282 米。

红山嘴油田发现于 1959 年 2～3 月间。80 井于 1155.0～1152.0 米射孔试油，4 毫米油嘴获日产 33.6 立方米的工业油流。产层为中三叠统克下组（T_2k^1）。经多年勘探，已基本控制了油田的规模。

红山嘴油田分南北两部分。南部为断块稀油油藏，已投入开发的油藏有：80 井区克下组；红 18 井断块克下组；红 43 井断块克下组；红 62 井断块克下组和克上组；红 4 井断块克下组；红 29 井区克下组和克上组等。投入开发的面积共 10.4 平方千米，建成了年产 13.7 万吨的生产能力。此外，尚有 10 个出油井点，控制含油面积 14 平方千米。为进一步探明储量，已做三维地震 150 平方千米，现正进行油藏评价。油田北部，为埋藏较浅的稠油油藏。埋深 400～600 米，自上而下有上侏罗统齐古组（J_3q）油藏；下侏罗统八道湾组（J_1b）油藏；中三叠统克上组（T_2k^2）油藏等。前二者已探明含油面积 20.1 平方千米，并已取得了蒸汽吞吐开发试验的成功，现正推广至全区，建设大面积的蒸汽热采开发区，与克拉玛依油

田六一九区蒸汽热采开发区遥相呼应。克上组稠油油藏也正进一步进行评价，开展蒸汽吞吐试验，已控制含油面积 14.3 平方千米，为扩大本区的稠油资源准备了条件。

二、油田构造及圈闭

红山嘴油田在构造上位于准噶尔盆地西北缘冲断带的中段与南段的交汇处。油田的东北面以克—乌断裂、红山嘴东侧断裂与克拉玛依油田分界；西面以红—车断裂与车排子凸起分界；南面以红 3 井断裂与盆地中的中拐凸起相接。油田处在构造相对低凹、断裂发育的地区，内部为多个小断块组成。基底为石炭系的火山岩或变质岩。上二叠统超覆沉积在油田的南部，中生界自南向北超覆沉积于全区。地层总倾向东南，地层倾角为 3.6°～8.4°。因此，该油田主要是由单斜背景上的复杂断块岩性油藏所组成。区内断裂多为北东走向，向南部转向近东西走向，断面北西倾，倾角为 45°～65°。断开层位多在上侏罗统齐古组（J_3q）之下，垂直断距为 150～300 米，水平断距一般不超过 120 米。区内小断裂垂直断距为 30～150 米，水平断距一般不超过 70 米（图 2—10—10）。

三、储集层

（一）南部稀油储集层

1.克下组（T_2k^1）

红山嘴油田的储集层主要是克下组的冲积—洪积相砂砾岩沉积。在含油较好的南部断块区，洪积扇体较小，砂砾岩体多呈透镜状分布，储集层连续性较差。平均沉积厚度为 92～100 米。主要岩性为砂质不等粒砾岩、含砾不等粒砂岩。泥质胶结，胶结程度中等。粘土矿物以高岭石为主，次为伊利石、蒙脱石。孔隙类型以粒间溶孔、粒间孔为主，次为粒内溶孔、晶间孔、界面孔。储集层有效孔隙度平均为 16%～20%，空气渗透率为 30×10^{-3}～113×10^{-3} 二次方微米，有效渗透率为 7×10^{-3}～65×10^{-3} 二次方微米。油层平均有效厚度为 6.3～13 米。

2.石炭系（C）

在南部断块区，三叠系之下的石炭系基底为次要储集层；主要岩性为安山岩、玄武岩和轻变质砂砾岩。储集层表现为双重介质，裂缝较发育；火山岩风化蚀变较严重，孔隙类型为溶蚀孔、晶间溶孔、晶间孔和微裂缝。有效孔隙度为 9.4%～13.5%，空气渗透率平均为 7.5×10^{-3}～8.7×10^{-3} 二次方微米。储集层钻井揭露厚度为 10～570 米。

（二）北部稠油储集层

1.八道湾组(J_1b)

为一套河流沼泽相沉积，呈上剥下超形式，残留沉积厚度为 34～100 米，平均为 50 米；其中砂砾岩占 50%。主要岩性为砾状砂岩，单砂层厚为 5～8 米。储集层孔隙度为 24%～31%，平均为 25%；空气渗透率为 40×10^{-3}～7334×10^{-3} 二次方微米，平均为 1590×10^{-3} 二次方微米，平均有效厚度为 8.2 米。

2.齐古组（J_3q）

为一套河流相，超覆沉积在下伏地层之上。沉积厚度为 60～170 米，平均为 120 米。其中砂岩占 70%。主要岩性为中、细砂岩，底部为砾岩。砂岩平均厚度为 85 米。砂岩有效孔隙度为 20%～33%，平均为 30%。空气渗透率为 127×10^{-3}～1531×10^{-3} 二次方微米，平均为 790×10^{-3} 二次方微米，油层平均有效厚度为 12.9 米。

(a) 平面图

(b) 红山嘴油田红41井区构造剖面图

(c) 柱状剖面图

图 2-10-10　红山嘴油田综合图

3.克上组 (T_2k^2)

为一套辫状河流相沉积，呈上剥下超形式。沉积厚度平均为110米，砂砾岩占85%。主要岩性为砾状砂岩、小砾岩夹砂质泥岩。油层平均孔隙度为24%，空气渗透率平均为295×10^{-3}二次方微米。油层平均有效厚度为12.2米。

四、油藏类型及流体性质

红山嘴油田主要由断裂遮挡的单斜油藏、岩性油藏和地层不整合油藏组成。

(一) 南部断块区

为断裂遮挡的单斜油藏，包括红18井断块、红62井断块、红4井断块、红29井断背斜等。岩性油藏主要见于80井区。各断块区自成系统，油层以克下组为主，克上组次之，埋藏深度为1500～2000米。油藏压力为15～22兆帕，饱和压力为12～18兆帕，地层原油相对密度为0.77～0.82，地层油粘度为2.6～7.0毫帕秒，原始溶解度为43.7～77.3米^3/吨，体积系数为1.075～1.91，原油压缩系数为1.026×10^{-4}～12.24×10^{-4}/兆帕。地面原油相对密度为0.849～0.877，50℃脱气油粘度为9.3～49.3毫帕秒，原油含蜡量为3.05%～10.9%，含胶量为24.5%～34.5%，凝固点为−33.3～+19.5℃，酸值为1.39～0.24毫克$_{KOH}$/克$_{油}$。溶解气相对密度为0.6001～0.7309，甲烷含量为92.87%～78.3%。地层水为$CaCl_2$、$NaHCO_3$型，总矿化度为9.000～15.661克/升，氯离子含量为4800～9342毫克/升。

(二) 北部浅层稠油区

主要为断裂遮挡的地层超覆不整合油藏。包括齐古组、八道湾组和克上组三个油藏。油藏具有埋藏浅(300～800米)、地层压力低(3.5～7.2兆帕)、地层温度低(16～20℃)、原油粘度高(50℃脱气油粘度2789～5544毫帕秒)、原油相对密度大(0.9089～0.9689)的特点。原油属于低凝环烷基。凝固点达−22.5℃；含蜡量为0.22%～7.93%，胶质含量为43.7%～99.7%，酸值为0.54～4.3毫克$_{KOH}$/克$_{油}$。地层水属$NaHCO_3$型，总矿化度为4.286～17.951克/升，氯离子含量为1718.7～6665毫克/升。

表 2-10-8　红山嘴油田综合数据表

油藏类型	埋藏深度 (m)	原始地层压力 (MPa)	油藏饱和压力 (MPa)	压力系数	开采方式	井网井距 (m)
稀油	1500～2000	15.0～22.0	12.0～18.0	1.0～1.1	面积注水	四点 300
稠油	300～800	3.5～7.2			蒸汽吞吐	五点 100

生产井数 (口)	日产油水平 (t)	年产油量 (10^4t)	累积产油量 (10^4t)	气油比 (m^3/t)	综合含水率 (%)	备注
120	347	13.8	64.9	401	20.4	
15	10	0.33	0.67	0	9.1	未正式投入开发

五、开发简况

红山嘴油田于1961年开始试采，长期只有80井区3口井采克下组油藏的原油，到

1983年红18井断块克下组油藏才投入开发，采用四点法300米井距面积注水方式。平均井深1450米。之后又有红62井断块克下组、红4井断块克下组、红29井断块克下组和克上组等油藏陆续投产。截止1989年底，红山嘴油田共有生产井158口，采油井135口（自喷井73口，抽油井62口），日产油水平357吨（自喷井255吨，抽油井101吨），年产油量14万吨，累积产油66万吨。年产气4189万立方米，累积产气10031万立方米。气油比为390米^3／吨。年产水3.7万立方米，累积产水11.3万立方米，综合含水率为20.2%。油田的注水配套工程正在建设中，预计近期可峻工投产。(表2-10-8)。

第四节　乌尔禾、风成城油田

一、概况

乌尔禾、风成城油田位于准噶尔盆地西北缘，克拉玛依市区东北方向约100千米处，乌尔禾镇东南侧。东西长约20千米，南北宽约4千米。在构造上属于准噶尔盆地西北缘冲断带的东段，乌-夏断褶带的西端。地面白垩系风蚀雅丹地貌发育，有"风成城"（俗称"魔鬼城"）之称。地面平均海拔311米，相对高差最大可达100米。

乌尔禾、风成城油田勘探始于50年代初期。油田地面白垩系露头区见有大面积的油砂和沥青脉。分布在乌尔禾镇西北方向的哈拉阿拉特山山麓地带，出露于下白垩统吐谷鲁组(K_1t)底部的油砂层，最厚达26米，出露面积达20平方千米。"乌尔禾沥青脉"分布于乌尔禾镇东南的沥青村附近。产于下白垩统吐谷鲁组（K_1t）中下部地层的裂缝中；裂缝直立，走向近东西向，地面见有17条，脉宽5～40厘米，沥青质纯黑亮。是国内唯一的天然沥青原料供应地。已于50年代末期开始了人工土法开采。

乌尔禾、风成城油田第一口获工业油流井为132井，于1958年1月15日在百口泉组(T_1b) 1374～1390米射孔试油，液面在1083.6米处抽汲求产，获日产2.2立方米的工业油流。1959年9月15日又在乌5井克下组（T_2k^1）于井深1409～1415米射孔压裂求产，获2毫米油嘴日产2.5立方米工业油流。1983年12月，风3井于下二叠统风成城组（P_1f）3233～3200米射开28米，7毫米油嘴试油获日产72.6立方米的高产油流。由此证实该地区为具有工业价值的油田。

二、油田构造

乌尔禾、风成城油田为断裂切割的背斜构造。由风成城背斜和乌尔禾鼻状构造所组成。油田东端为风成城背斜，高点位于风301A井—风305井，以油水界面（海拔-2950米）计算，闭合高度337米，闭合面积7.2平方千米。背斜南翼陡，倾角为10°～15°；北翼缓，倾角为7°～10°。沿轴部被一逆断层切割，断面倾向东南，最大垂直断距（P_1f^2）达150～200米，水平断距达100米，断面倾角为70°～80°。背斜高点在印支运动（T_3末期）有严重的剥蚀，使三叠系和部分二叠系缺失，下侏罗统（J_1）直接不整合于二叠系之上。背斜南翼被乌尔禾南断裂切割，背斜沿断裂向西倾没，转化为中生代构造层的乌尔禾鼻状构造。构造轴向由北东向南西倾没，倾角为3.5°～6°。鼻隆两翼均被小断裂所切。南翼为沥青村断裂，倾向北西。三叠系底部垂直断距为80米，断开侏罗系以下地层。北翼为乌5井断裂，倾向北西，三叠系底部垂直断距为45米。断开侏罗系以下地层（图2-10-11)。

三、储集层

乌尔禾、风成城油田已探明的储集层为下二叠统风成城组（P_1f）、下三叠统百口泉组



(T_1b）和中三叠统下克拉玛依组（T_2k^1）三套。

（一）风成城组（P_1f）

为一套封闭海湾相沉积，沉积厚度为150～300米。岩性为泥质白云岩、白云质泥岩、凝灰质白云岩夹泥质粉砂岩。白云石含量占15%～50%，为粉晶、细晶结构。凝灰质含量为30%～50%，硅质含量为5%～10%。据岩芯分析，储集层孔隙类型为晶间孔、溶蚀孔、粒间孔、微裂缝，孔径为0.1～0.2毫米。微裂缝可分为四期：Ⅰ期，倾角0°～30°，部分被泥晶白云石充填，未充填者含油；Ⅱ期，倾角40°～70°，裂缝呈根须状，含油好；Ⅲ期，垂直张裂缝，缝宽0.01～0.5毫米，部分被竹节状白云石充填，在晶间隙、晶间洞中见原油和沥青；Ⅳ期，为波状缝合线，是在Ⅰ期裂缝基础上长期压溶作用而形成，缝合线多被沥青或有机质充填。孔隙的组合形式以裂缝-孔隙型和缝、洞、孔复合型为主，晶间孔隙型次之。据岩石物性分析，储集层有效孔隙度为0.2%～16%，平均为4%～6%；水平渗透率为0.04×10^{-3}～100×10^{-3}二次方微米，平均为1×10^{-3}二次方微米。储集层有效厚度平均为20米。

（二）百口泉组（T_1b）

为一套洪积—冲积相砂砾岩沉积。自西向东超覆，沉积厚度为215～94米；砂砾岩厚度为178～24米。砂砾岩比为82.8%～25.5%。岩性以不等粒砾岩和砂质砾岩为主，分选差，呈半棱角—半圆状。泥质胶结，中等—致密。粘土矿物以高岭石、伊利石为主。孔隙类型以粒间孔为主。经岩芯分析有效孔隙度为12.1%～13.1%。平均为12.2%；空气渗透率为7.1×10^{-3}～16.2×10^{-3}二次方微米，平均为15.2×10^{-3}二次方微米，储集层有效厚度平均为5.5米。

（三）克下组（T_2k^1）

为一套与百口泉组连续沉积的洪积—冲积相沉积。沉积厚度为152～108米，砂砾岩厚度为1.06～18米，岩比为69.7%～16.7%。岩性与百口泉组相同。经岩芯分析孔隙度为11.6%～14.7%，平均为13.3%；空气渗透率为0.44×10^{-3}～6.95×10^{-3}二次方微米，平均为4.7×10^{-3}二次方微米。储集层有效厚度平均为13米。

（四）八道湾组（J_1b）

为一套河流—沼泽相沉积。沉积厚度为13.5～109米，平均为44.4米。超覆沉积在三叠系和二叠系之上，其顶部又遭受剥蚀。埋藏深度为150～800米，在油田北部尖灭。自上而下可划分为四个砂层组（Bd_1、Bd_{2+3}、Bd_4、Bd_5），主力油层为Bd_1和Bd_5，Bd_4只在局部含油。储集层主要岩性为中砂岩、含砾不等粒砂岩和细砂岩。储集空间以粒间孔为主，经岩心分析孔隙度为24%～34%，平均为26%；空气渗透率为40×10^{-3}～8000×10^{-3}二次方微米，平均为360×10^{-3}二次方微米。油层平均厚度为6.3米，是埋藏较深的浅层稠油储集层。

（五）齐古组（J_3q）

与上下地层均呈角度不整合接触。沉积厚度为50～120米，平均厚为80米，油层埋深150～700米。自上而下可划分为三个砂层组，即G_1、G_2、G_3。主力油层为G_2层，G_1仅在局部含油，储集层岩性以中-细砂岩为主，储集空间以粒间孔为主，经岩芯分析孔隙度为24%～34%，平均为25%，空气渗透率为100×10^{-3}～8000×10^{-3}二次方微米，平均为500×10^{-3}二次方微米。油层厚度平均为14.8米，是油田的主要浅层稠油储集层。

（六）吐谷鲁组（K_1t）

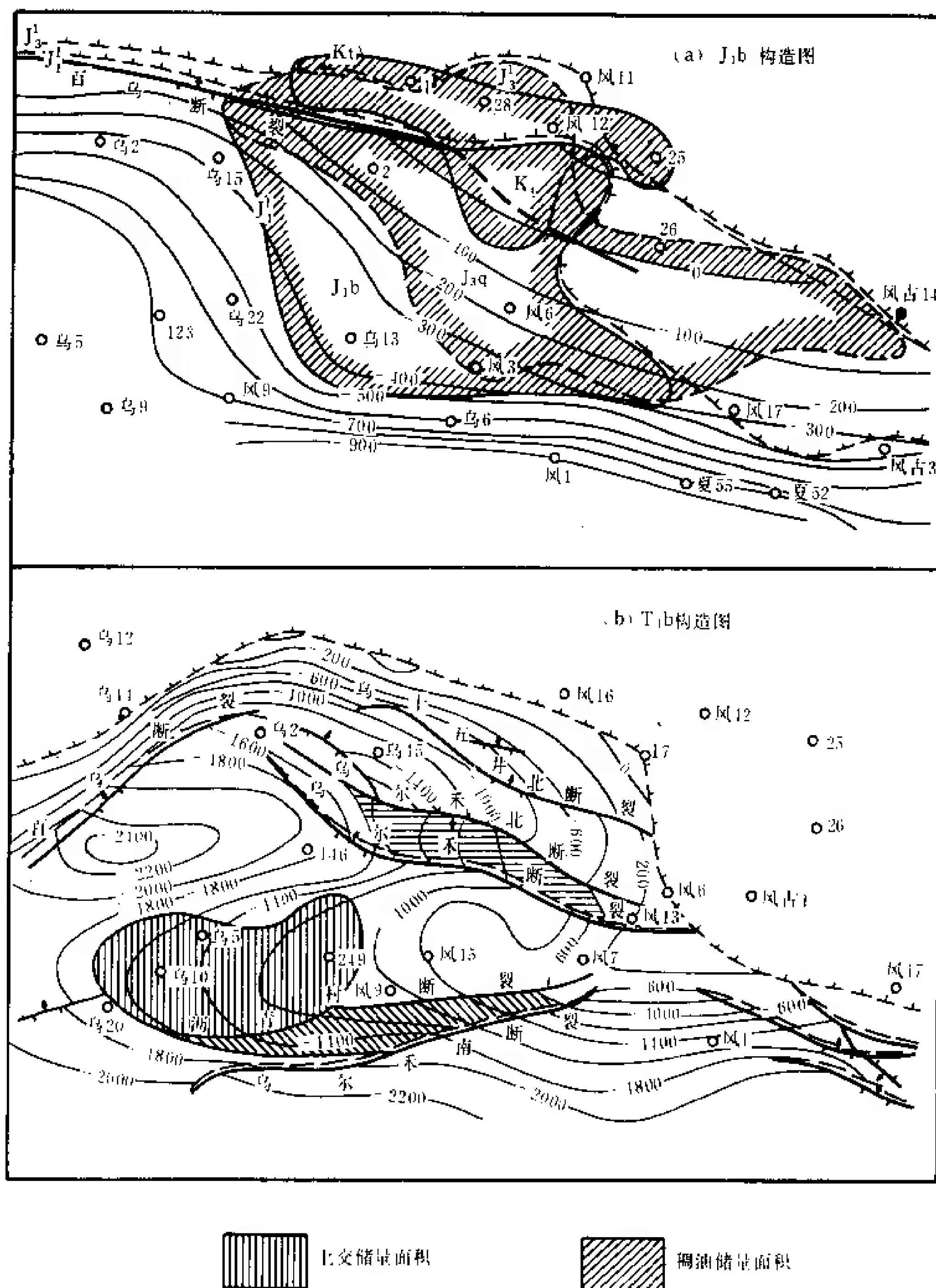


图 2-10-11



（c）P_1f构造图

（d）风9—风5井石炭—二叠系油藏示意图

可能储量面积

预测储量面积

可能油层

乌尔禾、风成城油田综合图

与下伏齐古组、石炭系呈角度不整合接触。底部岩性较粗，为细砂岩和砾岩，其沉积厚度为30～50米，埋深0～580米。储油物性较好，孔隙度一般为30%～38%，空气渗透率一般为1000×10^{-3}～4000×10^{-3}二次方微米。油层厚度为20～25米。有名的乌尔禾油砂露头就是该层在地表的出露。

四、油藏类型与流体性质

乌尔禾、风成城油田由2个稀油油藏和3个稠油油藏组成。分述如下。

（一）下二叠统风成城组油藏

位于油田东端的风成城背斜。属背斜圈闭的裂缝–孔隙型双重介质、具有底水的块状油藏。原始油水界面为−2950米。原始地层压力为44.58兆帕（折算至油层中部海拔−2785米），饱和压力为22.57兆帕，地饱压差为22.01兆帕，饱和程度为50.63%。地层油相对密度为0.7615，地层油粘度为3.682毫帕秒，原始溶气量为98.8 $米^3_{气}/米^3_{油}$，地层压力下原油体积系数为1.2494，原始压缩系数为12.6×10^{-4}／兆帕，地层温度为85.5℃。地面原油相对密度为0.8805，30℃时脱气油粘度为65.3毫帕秒，含蜡量为7.22%，胶质含量为10%，原油凝固点为−14℃。天然气相对密度（对空气）为0.662～0.816，平均为0.714。其组分中甲烷占79.34%，乙烷占8.69%，丙烷占4.07%，丁烷占2.19%。地层水为$NaHCO_3$型，总矿化度为31.75～81.44克／升，平均为60.95419克／升，氯离子含量为6341.51～28369.49毫克／升，平均为18346毫克／升，属封闭–半封闭型地层水。

（二）三叠系油藏

三叠系油藏位于油田西端的乌尔禾三叠系鼻状隆起，属岩性—构造圈闭。原始地层压力为13.7兆帕（−1089米），饱和压力为6.4兆帕，饱和程度为46.7%，压力系数为1.015。地层油粘度为8.6毫帕秒，原始溶气量为26.7 $米^3/米^3$，原油体积系数为1.05。地面原油相对密度为0.861，50℃脱气油粘度89.2毫帕秒，原油凝固点为−7～+10℃。溶解气相对密度（对空气）为0.6218，其组分含量：甲烷占87.2%，乙烷占2.39%。地层水为$NaHCO_3$型，总矿化度为11.966克／升，氯离子含量为4613毫克／升。

（三）下侏罗统八道湾组油藏

八道湾组为地层岩性稠油油藏。构造上呈向东南倾的单斜，向上倾方向呈超覆沉积，油藏的形成分布与不整合面有关，横向上又受岩性变化的遮挡。

该油藏原始地层压力为4.65兆帕（−116米处），压力系数为0.9。油层温度为14.1℃。油藏均为脱气的稠油，原油相对密度为0.916～0.967，平均为0.955。50℃时的粘度为600～18500毫帕秒，平均为7400毫帕秒。含蜡量为0.87%～3.4%，酸值为1.75～5.08 $毫克_{KOH}/克_{油}$。凝固点为−11.5～+28.0℃，初馏点为146.3～260℃。

该油藏边部含不活跃的地层水。水型为$NaHCO_3$型，总矿化度为7.284～52.163克／升，氯离子含量为2070～30489毫克／升。

（四）齐古组油藏

齐古组油藏属于在单斜背景下被断层遮挡的地层岩性油藏，上倾方向多被逆断裂切割封闭，下倾方向为地层水，侧向受岩性圈闭，油藏又与其底部超覆不整合面有关。

该油藏原始地层压力为3.51兆帕，压力系数为0.93，原始地层温度为12.4℃。油藏内全为脱气的稠油。原油相对密度为0.934～1.004，平均为0.963。50℃时的地面原油粘度为1287～185231毫帕秒，平均为31200毫帕秒。含蜡量为1.53%～4.2%。酸值为0.61～4.41 $毫克_{KOH}/克_{油}$。凝固点为3～20.5℃。初馏点为145～260℃。



该油藏下倾方向有地层水存在，水型均为 $NaHCO_3$，总矿化度为 1.308～7.635 克/升，氯离子含量 265～3764 毫克/升。

（五）吐谷鲁组油藏

该油藏亦属地层超覆岩性油藏。由于地层抬升，遭受剥蚀，部分已出露地表，氧化为干油砂；地下部分，尤其是受逆断裂切割的下盘还保存有油藏的性质，但较下伏的齐古组油藏却受到严重的破坏。

吐谷鲁组原油相对密度为 0.9463～0.9989，平均为 0.966，50℃时地面原油粘度为 15779～770574 毫帕秒，平均为 278000 毫帕秒。经过地表油砂取样分析，原油相对密度为 1.086，粘度太大测不出，饱和烃含量为 3.95%，芳香烃含量占 1.13%，沥青质含量占 71.56%，非烃含量占 12.24%，碳占 78.4%，氢占 11.6%，氮、硫和氧占 10.46%。油砂的含油率 7，7%。

五、开发简况

乌尔禾、风成城油田至今只投入开发了风成城组油藏，三叠系油藏因储量丰度低、产能低而尚未投入开发。浅层稠油油藏现正在热采试验中，探索其开采的途径。

（一）风成城组油藏开发

风成城组油藏于 1983 年探明，1984 年即开发实施。到 1985 年 10 月，在油藏内共钻井 21 口，其中探井 5 口，开发试验井 16 口。开发井网为 400～600 米的三角形井网，沿背斜轴部高点布井，断裂上盘布 14 口井，断裂下盘布 7 口井。1985 年底达到最高产量，当年开井 10 口，日产液 407 吨，日产油 403 吨，核实油量 354 吨，平均单井日产油 31 吨，气油比为 61 米^3/吨，综合含水率为 0.9%。累积采油量为 14.43 万吨。在其后几年的生产中，产油量逐渐下降，含水率逐月上升，以致原来的高产井全被水淹。截止 1989 年底，风成城组油藏共有生产井 21 口，其中采油井 17 口（自喷井 11 口，抽油井 6 口），已建但未投产井 2 口，完钻但未建成井 2 口。能开井生产的井 9 口（自喷井 3 口，抽油井 6 口），日产油 37 吨（自喷 15 吨，抽油 22 吨）。年产油 1.3 万吨，累积产油 28.2 万吨。年产气 146 万立方米，累积产气 1658 万立方米，气油比为 104 米^3/吨。年产水 8691 吨，累积产水 9.8 万吨，综合含水率 44%（表 2-10-9）。

表 2-10-9 乌尔禾、风成城油田二叠系油藏综合数据表

油藏类型	埋藏深度 (m)	原始地层压力 (MPa)	油藏饱和压力 (MPa)	压力系数	开采方式	井网井距 (m)	生产井数 (口)	日产油水平 (t)	年产油量 ($\times10^4$t)	累积产油量 ($\times10^4$t)	气油比 (m^3/t)	综合含水率 (%)
稀油	3200	44.58	22.57	1.44	底水驱	三角井网 500	21	37	1.3	28.2	104	44

由于底水锥进，完全水淹停产井 8 口。这一短暂的开发过程，表现出如下的特征。

1.油井产能与构造、裂缝发育程度密切相关

高产井均分布在背斜高部位的断裂附近，如风 301A、风 309 等井，计算裂缝孔隙度在 0.6%以上，井日产油在 70 吨以上。而背斜低部位远离断裂的井，裂缝不发育，产量亦低。如风 306、风 318、风 321 等井，计算裂缝孔隙度为 0.33%以下，井日产油 0～5 吨。低部位



的井投产即含水，且含水上升快，水淹快。如断裂下盘的风3、风302、风303井先后水淹。风307井，投产即全部出水，说明底水活跃，投产后即形成了底水弹性驱动。

2.不同的储集类型，油井的生产特点不同

裂缝型储集层，以风301A井、风309井为例，裂缝孔隙度达0.9%～1.0%，总孔隙度达6%以上，油层流动系数（KH/μ）达0.127～15.930二次方微米·米／毫帕秒。油井产量5～7毫米油嘴可达60～160吨／日。裂缝—孔隙型双重介质储集层以风3井为例，裂缝孔隙度为0.56%，总孔隙度为5.7%，油层流动系数为2.988二次方微米·米／毫帕秒，油井产量5毫米油嘴为47吨／日。基质孔隙型，以风14井为例，裂缝不发育，裂缝孔隙度在0.32%以下，基质孔隙度为7%，油层流动系数为164×10^{-5}二次方微米·米／毫帕秒，油井产量5毫米油嘴为9吨／日。

3.弹性底水驱动能量大，油井自喷能力强

油藏饱和压力低（22.58兆帕），地饱压差大（22兆帕），原始溶气量高（98.8米^3／米^3），油井停喷流压（折算至3124米为24.1兆帕）接近于饱和压力，弹性能量可得到充分利用，自喷系数达0.702。另据总压降与亏空体积关系的分析看出，底水补给速度达4.27万米^3／年。水侵系数3393米^3／（年·兆帕）。随开采时间的延长，弹性驱动指数急剧下降，水驱指数上升。平均弹性驱动指数占47.3%，底水驱指数占52.7%。弹性采收率为4.49%，底水水驱采收率为12.5%。综合采收率为16.99%。

4.生产压差过大，含水上升快，开发效果差

据计算，风成城组临界渗滤速度为3.24米／年，采油速度以不超过1%为宜，最终采收率可达12.5%。而实际渗滤速度达17米／年（风3井）。实际采油速度为3.6%。到1987年底已水淹关井8口，综合含水率达38.9%，原来的高产井已全部水淹。采出程度只有2.6%。

（二）浅层稠油油藏注蒸汽热采试验

乌尔禾油田浅层稠油油藏包括八道湾组、齐古组和吐谷鲁组3个超稠油油藏（在油层条件下原油粘度大于50000毫帕秒）。为寻求超稠油油藏的开发途径，于1983～1984年、1989年两次进行了注蒸汽吞吐试验，试验结果列于表2-10-10中。

从下表可看出，乌尔禾、风成城油田浅层稠油油藏的常规蒸汽吞吐试验效果不佳。从1983年至1989年，共进行了16口井26轮次的蒸汽吞吐试验，而油汽比低于经济极限值0.15的有15轮次，占61.5%。其余6口井11轮次油汽比虽高于经济极限值，但多数仍略高于经济极限值（7轮次油汽比小于0.2）。这6口井主要局限在重1井和重32井附近。常规蒸汽吞吐效果不佳的原因主要是：①油藏原油粘度太高，加热降粘难度大。据原油粘温曲线推测，油层条件下（12.5℃）原油粘度一般都达到50万毫帕秒以上。由表2-10-9可见，各轮次普遍生产时间短，产油量低；进行两轮次的井第二轮次比第一轮次的产量高，说明注汽加热半径有限，要达到较高的产量，就必须多注汽，这又引起油汽比降低；②热损失严重，也是效果差的主要原因。热损失包括地面损失，即锅炉离井太远，管损严重；地下热损失主要是油层薄，跨度大，夹层隔层多，井筒又没有隔热措施。据计算隔、夹层热损失占总热量的39%～46%。再加上地面管网热损失，锅炉出口蒸汽干度又低（1984年国产锅炉干度只有30%～68%，美国锅炉也只有70%左右），因此，有效热量太低，效果就差。超



表 2-10-10　乌尔禾稠油油藏参数表

日期	井区	井号	层位	吞吐轮次	注汽天数 (d)	周期注汽量 (t)	注汽压力 (MPa)	注汽温度 (℃)	生产天数 (d)	周期液量 (t)	周期产油量 (t)	油汽比
1983 年 4 月～9 月		重 1 井	J_3q	1	18.2	2003	4.8～5.5	260～270	20.7	521.49	344.7	0.17
				2	17	2174	4.5～5.2	268～275	44.1	604.28	322.57	0.15
				3	17.7	2089	2.7～5.2	240～275	42.5	562.97	365.98	0.176
			K_1	1	7	1424	4.3～5.0	254～260	11.72		87.7	0.062
1984 年 9 月		重 32	J_3^1	1	17.9	2415	4.0～4.9	256～264	38.6	289.9	259.8	0.108
1989 年 4 月～7 月	重 33 井区	Z001	J_3q	1	6.5	1262.6	3.0～5.5	215～280	14.65	98.2	59.3	0.047
		Z002	J_3q、J_1b	1	10.5	2081	4.5～7.0	210～290	9.36	255.6	129.0	0.062
		Z003	J_3q	1	6.0	1186.6	2.3～7.7	215～290	4.24	50.4	28.3	0.024
				2	8.1	1366.7	4～5.6	240～260	8.11	281.2	169.1	0.124
1989 年 5 月～10 月	重 32 井区	Z006	J_3q	1	12.2	2286.6	3.5～4.5	220～260	16.47	231.1	138.3	0.06
				2	13.4	2549.2	3～4.8	230～255	30.71	392.5	303.8	0.119
		Z007	J_3q	1	11.5	2198.4	3.4～5.2	230～270	31.94	567.0	400.6	0.182
				2	12.6	2393.3	3.8～4.8	230～255	43.38	817.0	541.6	0.226
		重 32	J_3q	1	13.4	2625.5	3.5～5.0	210～270	15.6	225.3	144.3	0.055



续表 2-10-10

1989年4月~9月	重1井区	Z101	J_3q	1	16.9	3241.2	2.5~5.8	230~275	41.53	713.3	563.8	0.174
				2	21.1	3573.5	3.7~5.1	180~250	110.57	1688.0	997.2	0.279
		Z102	J_3q	15.4	3086.6	4~5	250~280	28.38	776.0	548.2	0.178	Z103
		J_3q	19.3	3826.8	4.5~5.4	210~285	45.5	1271.0	844.4	0.221	2	22.4
				3763.8	3~5.8	200~270	85.6	1597.0	899.4	0.239		
1989年1月~9月	重5井区	Z107	J_3q	1	10.2	1903.7	3.4~5.5	240~260	0.48	35.7	4.0	0.002
		Z108	J_3q	1	10.4	1963.9	3.8~7.0	230~285	0	0	0	0
1989年6月~7月		重40	J_3q	1	14.4	2739.5	3.8~5.0	250~270	6.9	19.8	9.6	0.0035
1989年10月~11月		重40a	J_3q	1	9.2	1840.6	3.5~5.9	200~240	0	0	0	0
1989年8月~10月		重41	J_3q	1	9.8	1914.8	4.7~6.0	230~270		183	0	0
				2	10.8	2105.4	4~5	220~245		243.2	0	0
1989年7月		重43	J_1b	1	12.0	2062.2	6.3~8.8	270~295	9.39	465.9	337.1	0.164

稠油油藏的有效开采是一难题，今后必须深入研究，采用非常规的方法，努力去攻克这一难关。

第五节　夏子街油气田

一、概况

夏子街油气田位于准噶尔盆地西北缘东北端夏子街地区。西与乌尔禾—风成城区毗邻，东部与红旗坝区相接，北界为哈拉阿拉特山，南至夏子街背斜南翼，探区范围约为560平方千米，西南距克拉玛依市区150千米。区内地势平坦，平均地面海拔455米，交通运输方便。

夏子街油气田以三叠系为目的层的勘探始于1956年。1979年12月，在夏9井，于三叠系百口泉组2010.4～2062.4米处试油，6毫米油嘴获得日产5.89立方米的工业油流；又于1980年5月该井补射克下组与百口泉组合层试油，日产油9.25吨，发现了夏子街油田。1982年6月，在夏21井克下组1513～1531米和1492～1500米试油，分别获得日产气量10900立方米和21000立方米。1983年4月，先后又在夏29和夏27井的克上组试油，分别获得日产油量7.03立方米与10.2立方米，进一步证实夏子街地区是一个含油层较多的油气田。

二、油田构造及圈闭

夏子街油田在构造上位于准噶尔盆地西北缘冲断带的东北端，乌—夏断褶带的东端。油田夹持在夏—红北断裂、夏23井断裂和夏—红南断裂之间[图2−10−12(a)]。油田北部为断褶区，夹持于夏—红北断裂、夏23井断裂、夏21井断裂和夏10井断裂之间。自西向东分布3个小背斜：夏29井背斜、夏21井背斜、夏35井背斜。区内小断裂发育，尤其在东、西两端，被切割成6个独立的断块，自西向东分别为夏53井断块、夏52井断块、夏29井断块、夏27井断块、夏26井断块、夏35井断块等。油田南部为夏9井断鼻构造，南北两侧被夏14井断裂、夏9井北断裂和夏1井断裂所切。鼻状构造近东西走向，由东向西倾伏。高部位（夏15井以东）三叠系储集层被剥蚀殆尽，底部则呈自西向东的逐层超覆的不整合。北部断褶区与南部断鼻区之间为一向西倾斜的半向斜所隔，宽约3.7千米。油田内的断裂主要为逆冲断裂，断面倾向西北，倾角为15°～60°，一般为上陡下缓型。断距一般为100～500米，断开层位为三叠系和二叠系。油田内地层总倾向东南，地层倾角为10°～15°，断层附近倾角可增大到30°～40°。

夏子街油田主要圈闭类型为断裂遮挡的小背斜或单斜油气藏。横向上又受岩性控制的复合圈闭类型[图2−10−12(b)]。

三、储集层

夏子街油田的储集层主要为三叠系的百口泉组（T_1b）、克下组（T_2k^1）、克上组（T_2k^2）。三叠系底部超覆沉积在二叠系之上。顶部遭受剥蚀，使上三叠统白碱滩组（T_3b）仅残留于夏21井断裂以南地区，在主要含油气区内缺乏区域性盖层，使克上组储集层直接与下侏罗统八道湾组（J_1b）接触。

百口泉组，为一套洪积扇沉积，由东向西由扇顶过渡为扇中。沉积厚度55～220米，为一套灰绿色、棕褐色块状砾岩夹少量砂质泥岩，砾岩占65%～95%。分选差，砾石呈半棱

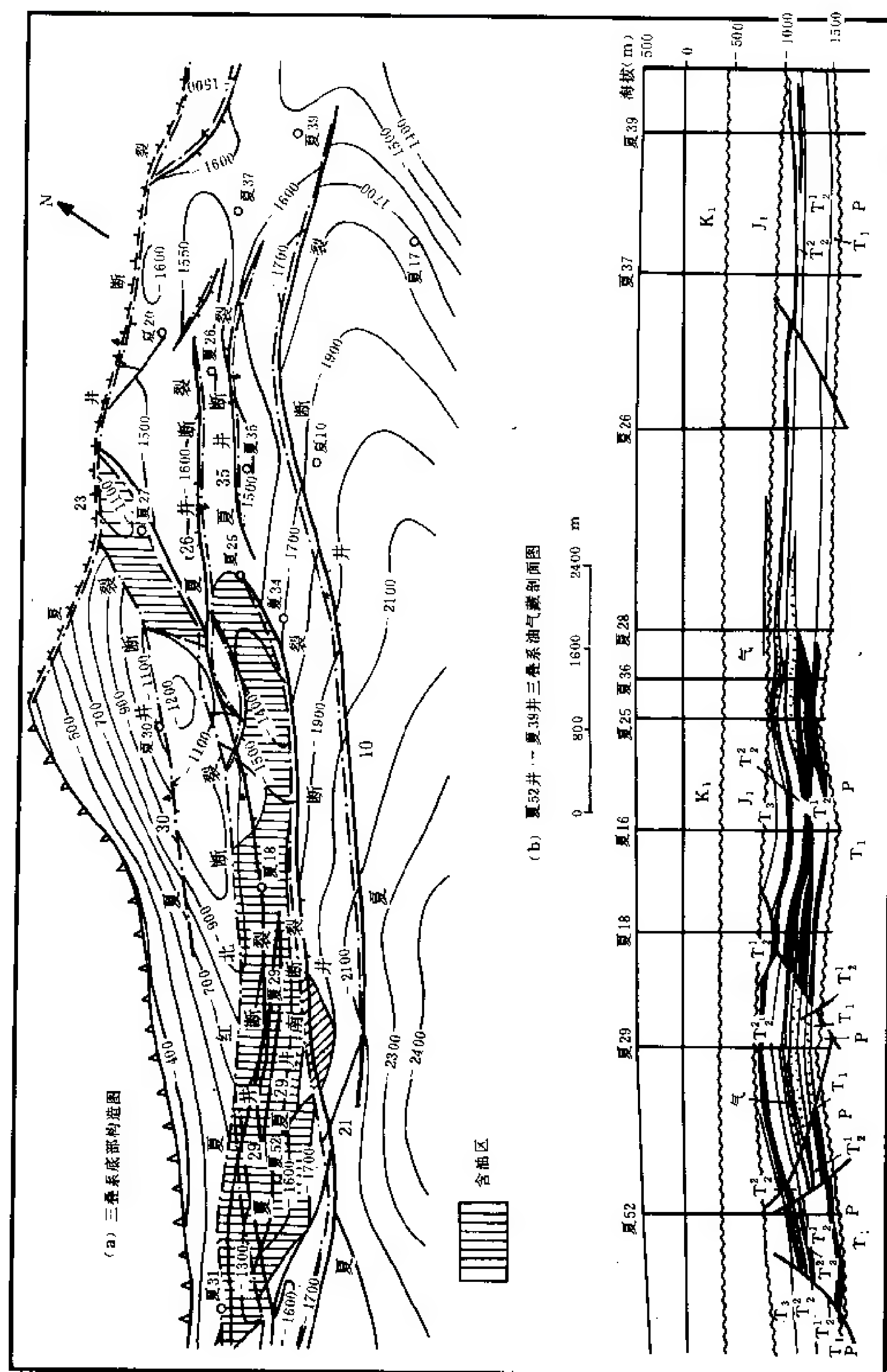


图 2-10-12　夏子街油气田综合图

角状，铁泥质胶结，胶结致密。储集层有效孔隙度平均为 10.4%，空气渗透率平均为 16.7×10^{-3} 二次方微米，油层有效厚度平均为 24.4 米。主要分布在夏 18-36 井区。

克下组，为一套洪积扇沉积，扇顶向物源区退缩，在油田内扇中扩大。沉积厚度为 200～300 米，岩性为灰绿色、褐色砾岩夹砂质泥岩。砾岩占 60%。克下组顶部为一层厚 10～50 米的泥岩，全区普遍存在，是与克上组油藏的很好的隔层。砾石呈次棱—次圆状，分选较差，泥质胶结，胶结致密。克下组是油田的主要储集层。孔隙度为 9%～15%，平均为 12.0%，空气渗透率为 3.0×10^{-3}～90×10^{-3} 二次方微米，平均为 23.0×10^{-3} 二次方微米。储集空间以粒间孔为主，次为粒间溶孔。最大喉道半径为 7.81～0.224 微米，有效汞饱和体积占 33.7%～88%，平均为 53.7%。油气层有效厚度平均为 34.4 米。克下组储集层遍布于全油田。

克上组，继承克下组的沉积环境，洪积扇体更加缩小，油田的主体部位为扇中沉积，向西南逐渐过渡为辫状河流相沉积。沉积厚度为 100～340 米。岩性为灰绿色砂质不等粒砾岩、砂岩和泥岩的不等厚韵律层，分选中等—较差，颗粒呈半圆—次棱角状，中等—致密泥质胶结、储集层孔隙度为 8%～16%，平均为 11.8%。空气渗透率为 2×10^{-3}～65×10^{-3} 二次方微米，平均为 16.3×10^{-3} 二次方微米。孔隙结构以粒间孔为主,次为粒间溶孔。最大孔喉半径 4.69～0.15 微米。有效汞饱和体积占 22.06%～62.49%，平均为 41.46%，比克下组变差。克上组储集层主要分布于夏 21 井断褶区，油气层平均有效厚度为 13.7 米。

四、油气藏类型及流体性质

夏子街油田由 11 个断块油气藏所组成。构成油田主体（夏 18—36 井区）的油气藏类型属断裂遮挡的带气顶的油藏，油气藏的上倾方向多被逆断层遮挡，而在横向上又受岩性变化的控制，形成岩性封闭。构造低部位，有不活跃的地层水存在。地层水无自喷能力，抽汲日产 3～5 吨。油水界面平均为−1306 米，在夏 18—36 井区，克下组油藏上部存在气顶，据试油资料统计油气界面平均为−1114 米。平均油柱高度为 192 米，气柱高度为 120～200 米。而到夏 35 井断背斜克上组油藏，则油水界面位于−1150 米，油气界面位于−1025 米。

夏子街油田，地层压力偏低，压力系数为 0.96。由克下组油藏压力梯度曲线得：

$$p_{气}=11.96-0.003H$$
$$p_{油}=6.82-0.0076H$$
$$p_{水}=2.15-0.011H$$

式中　H——油藏中部平均海拔，米。

夏子街油田各油藏应为饱和油藏，地饱压差趋近于零。据 PVT 取样分析，地层油原始气油比为 114，原油体积系数为 1.298，地层油相对密度为 0.706～0.808，地层油粘度为 0.8～1.62 毫帕秒。地面原油性质变化较大，其相对密度为 0.79～0.82，平均为 0.81，有由下向上变轻的趋势。脱气油粘度为 5.9～8.57 毫帕秒，平均为 7.29 毫帕秒，含蜡微量，含硫微量，胶质含量占 1.57%～21.3%，凝固点为−11.1～217.5℃，平均为−13.4℃。初馏点为 107.0～158.0℃，平均为 140℃。

天然气相对密度为 0.687～0.583，平均为 0.645。甲烷平均占 86.9%，乙烷平均占 5.05%，丙烷平均占 1.9%，异丁烷平均占 1.4%，正丁烷微量，异戊烷平均占 0.55%，正戊烷微量；CO_2 平均为 0.2%，N_2 微量。在剖面上天然气由下向上甲烷含量逐渐增高，相对密度有逐渐减小的趋势。

地层水主要为 $NaHCO_3$ 型，矿化度平均为 5.691 克／升，氯离子含量平均为 2573 毫克／升。属封闭性差的低矿化度地层水。

五、勘探开发简况

截止 1989 年底，夏子街油田尚未投入开发。全油田共完钻各类井 64 口，试油 46 口井 188 层，获工业油气流井 26 口 56 层。完成二维地震测网 1.5×1.9 千米，近期又对夏 21 井断褶区进行了 25×50 米的三维地震，地面最大覆盖面积达 240 平方千米。

夏子街油田由低能低渗性油气藏组成，油井产量较低，克下组产量较高，初产最高可达 30 吨／日，最低的只有 2.6 吨／日。由于油层压力系数低，多数井投产不能自喷，借助于抽汲才能出油。

气藏产量亦低，一般为 5000 立方米／日，高产气井可达 20000 立方米／日。

截止 1989 年底油田已探明含油气面积 42.7 平方千米。两个含油气构造（夏 21 井断褶区和夏 9 井断鼻区）现正进行开发前期可行性研究，编制开发方案，近 2～3 年内即可投入开发。探井、开发资料井试油试采已累积采油 2351 吨。

第六节　车排子油田

一、概况

车排子油田位于准噶尔盆地西北缘南部，距克拉玛依市南偏西 40 千米。北起红山嘴油田西边界，南至奎屯市所属红旗镇、红光镇。南北长约 50 千米，东西宽约 10 千米，已勘探面积约 900 平方千米。油田范围内平均地面海拔 300 米左右，地势平坦。大部分地区为戈壁荒滩，少部分为农牧业区。有乌苏—阿勒泰公路从油田西侧穿过，交通方便。

车排子地区从 1953 年起开始地球物理勘探（主要是磁法和电法），70 年代中期转入地震勘探，80 年代初进入地震详查阶段。至 1989 年底已做地震测线近 280 条，约 8000 千米，测网密度已达 1×1～0.5×1 千米。

车排子地区的钻探工作从 1956 年开始，当时主要的勘探对象是三叠系，而三叠系以下的深部地层钻探程度很低。

70 年代末，随着准噶尔盆地西北缘勘探重点的转移，重新对车排子地区做了大量工作。1984 年 3 月 6 日，首先在红 116 井石炭系测试，3 毫米油嘴获得了日产 11.1 吨的工业性油流。同年 4 月 8 日，在车 21 井石炭系获工业油流。1985 年 11 月 8 日，在车 2 井侏罗系齐古组（J_3q）5 毫米油嘴试油，又获得了日产 53 吨的高产工业性油气流。1986 年 3 月，又在车 47 井二叠系火山岩段 2864～2877 米试油经压裂获得日产 8.62 吨的工业油流。从而证实了车排子地区是一个含油层系多、面积分布广、石油资源量丰富的油田。

二、油田构造与圈闭

车排子油田在区域地质构造上，属于准噶尔盆地西北缘克拉玛依大逆掩断裂带西南端的红—车断阶带二级构造单元（图 2-10-13），它是一个以南北向古隆起为主体，受南北向和东西向断裂纵横切割所形成的断阶式构造，特点是地层自东向西呈阶梯状抬升，沉积厚度依次减薄。油藏主要受断裂遮挡、构造岩性控制。油气富集区主要沿红车—红光断裂带呈串珠状展布。已探明的含油圈闭共 4 个，3 个属石炭系火山岩油藏，1 个属侏罗系砂砾岩油藏。

三、储集层

车排子油田主要储油层有两个，一是石炭系的火山岩储集层，主要岩性为安山岩、玄武

岩、凝灰岩；二是上侏罗统齐古组沉积岩储集层，其岩性为河流相砂砾岩和砂泥岩。火山岩储集空间主要以气孔、溶蚀孔、晶间孔、微裂缝等次生孔隙为主，孔隙度为9%～10%，有效渗透率为2.1×10^{-3}二次方微米。砂砾岩则以粒间孔、界面孔等原生孔隙为主。孔隙度为17%，有效渗透率为7×10^{-3}二次方微米。储油层物性资料反映车排子油田是一个岩性变化大、物性差、特殊油藏为主体的油田。

四、油藏类型与流体性质

车排子油田由两种类型的油藏所组成：一类是基底火山岩油藏，受断裂—裂缝系统所控制。这类油藏多分布在车排子古隆起的前缘断块中（红116、车21、车32等断块）。另一类是与地层超覆尖灭有关的油藏，即车2井区齐古组超覆尖灭带所形成的油藏。两类油藏均属较高饱和程度的未饱和油藏，油藏饱和程度均在85%以上，原始驱动类型以溶解气驱为主，弹性驱为辅。

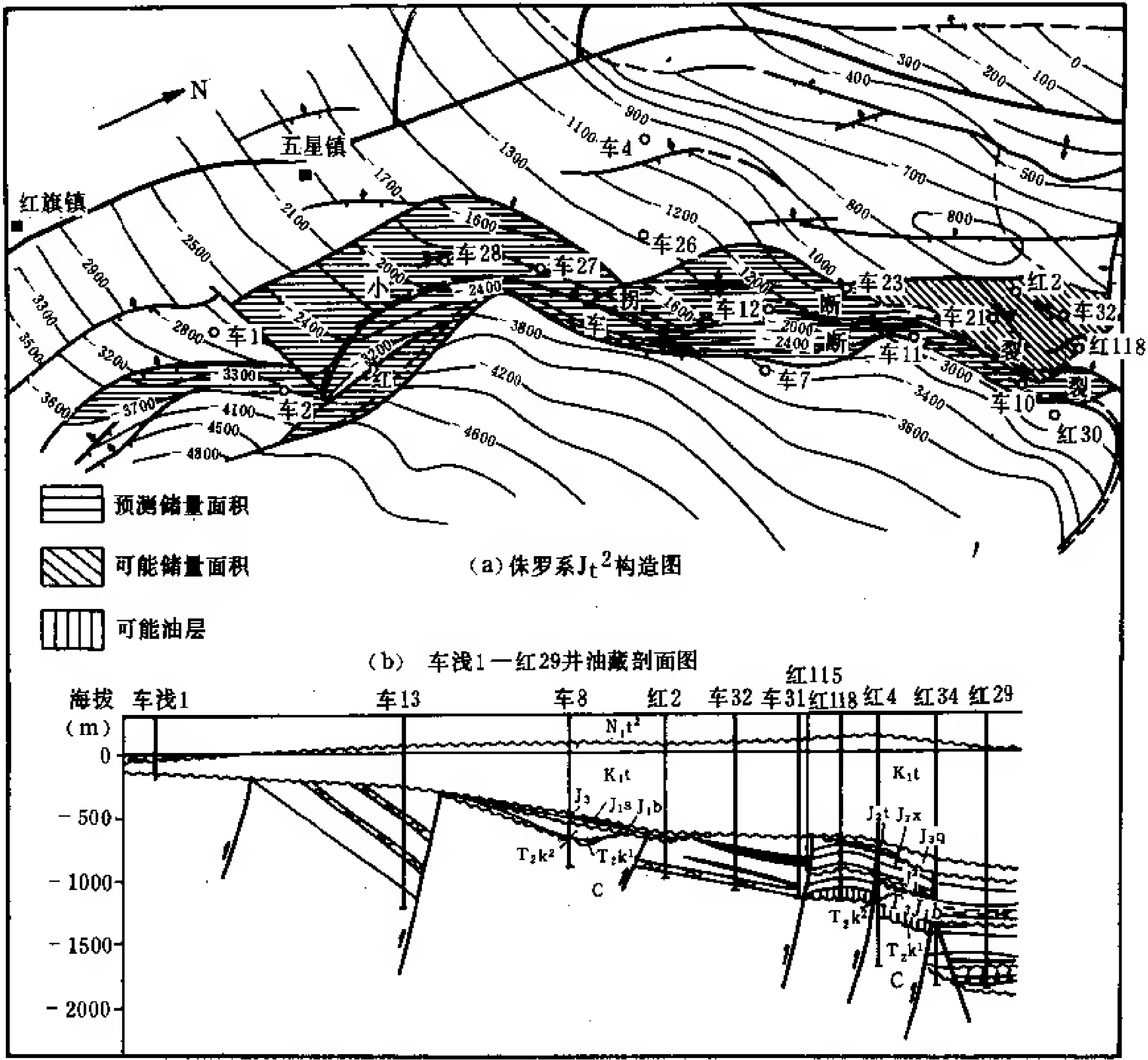


图2—10—13　车排子油田综合图

车排子油田各油藏埋深变化在1100～3200米之间，由于断裂切割封闭，各断块水动力

系统自成体系。但地层油相对密度为0.686～0.775，原油体积系数为1.215～1.322，原始气油比为98～144米^3／吨。地层油粘度为0.5～3.5毫帕秒。地面脱气油相对密度0.821～0.883，50℃时的粘度为3.62～30.0毫帕秒，含蜡量为0.62%～3.39%，胶质含量为9.7%～37%，凝固点为-30℃～+20℃，初馏点为88～193℃。

天然气主要为溶解气，相对密度为0.588～0.683。甲烷含量为83%～94%。二氧化碳含量微至0.796%，氮含量为0.21%～3.49%。

地层水为$NaHCO_3$和$CaCl_2$型，总矿化度为9.358～24.600克／升，氯离子含量为3262～15231毫克／升，多属封闭性地层水。

五、勘探开发简况

截止1989年底，共钻探井66口，经过试油证实车排子油田在3个层系（石炭系、三叠系、侏罗系），6个层块（红116井区、车2井区、车21井区、车23井区、车32井区、车47井区）发现了具工业价值的油藏。单井日产量3～53吨。油藏埋藏深度除车2井区达3120米外，其他5个井区在1180～1500米之间，已探明4个层块（红116井区、车2井区、车21井区、车32井区），共计含油面积23.5平方千米，控制（车23井区、车47井区）面积16.3平方千米，该油田截止1989年探井试油试采已累积采油30595吨。

进入"七五"末期，随着勘探技术水平的提高，地质研究工作的进一步深入，现正进行车排子油田开发可行性研究与评价，并已列入新疆石油管理局"七五"油田开发规划。

第七节　独山子油田

一、概况

独山子油田位于新疆乌苏县东南25千米处。属于准噶尔盆地南缘天山山前坳陷第二排褶皱带的西端。乌—伊公路在油田北侧穿过，交通方便。

最早在1897年清朝官吏曾组织土法开采独山子油田。1907年使用机械钻浅井，采用提捞作业采油。到1934～1935年，进行地质调查，1936年开始钻探，次年获得自喷工业油流，自此，独山子油田走上了现代工业开采的道路。截止到解放前夕（1950年），油田累积采油11497吨。

二、油田构造

油田为一背斜构造（图2-10-14），东西走向，长16千米，宽3千米，构造闭合面积约60平方千米。背斜近轴部偏北翼被一轴向逆断层切割，断面南倾，倾角为60°，垂直断距约400米。背斜两翼不对称，北翼陡，地层倾角为50°～90°；南翼缓，地层倾角为30°左右。背斜有东、西两高点，相距1.5千米，东高点长0.9千米，宽0.4千米，闭合高度为150米；西高点长2.3千米，宽0.55千米，闭合高度为250米，轴部被正断层切割。两高点之间有一油气水喷溢形成的泥火山，称为独山，油田由此而得名。

三、储集层

独山子油田储集层为上第三系（N_1），自上而下划分为3个油层组：杂色层（A层）、绿色层（Б层）、下褐色层（B1～6层）。沉积厚度760米。岩性为棕色、褐色、灰绿色、杂色泥岩与灰色、棕色细-粉砂岩、泥质砂岩交互层，夹有泥灰岩薄层，常含有动物化石。砂岩胶结疏松—致密，常含钙质，主要油层为下褐色层（B层），由上而下细分为B_1～B_6等6个砂层组。油层有效孔隙度平均为17.6%，空气渗透率为0.8×10^{-3}～46×10^{-3}二次方微



米，含油饱和度平均为 75%，油层有效厚度为 6.5～10.3 米。

四、油藏类型与流体性质

独山子油层埋藏深度为 800～1800 米。原始地层压力为 15.50 兆帕，饱和压力 6.18 兆帕，饱和程度 39.6%，地层油原始气油比 115 米^3／吨，体积系数为 1.5。地层油粘度为 1.8 毫帕秒，油层温度 31℃。地面脱气油相对密度为 0.83，脱气油粘度为 4.81 毫帕秒。含蜡量为 4.35%，含硫量为 0.3%～0.5%，原油凝固点为-5.85℃。

五、开发简况

独山子油田属背斜—岩性油藏，构造翼部存在不活跃的边水，油层间存在夹层水。驱动类型属溶解气驱。油田投产初期产量较高，单井日产一般为 20～30 吨，最高可达 98 吨以上。但很快产量下降，气油比上升，含水比上升。

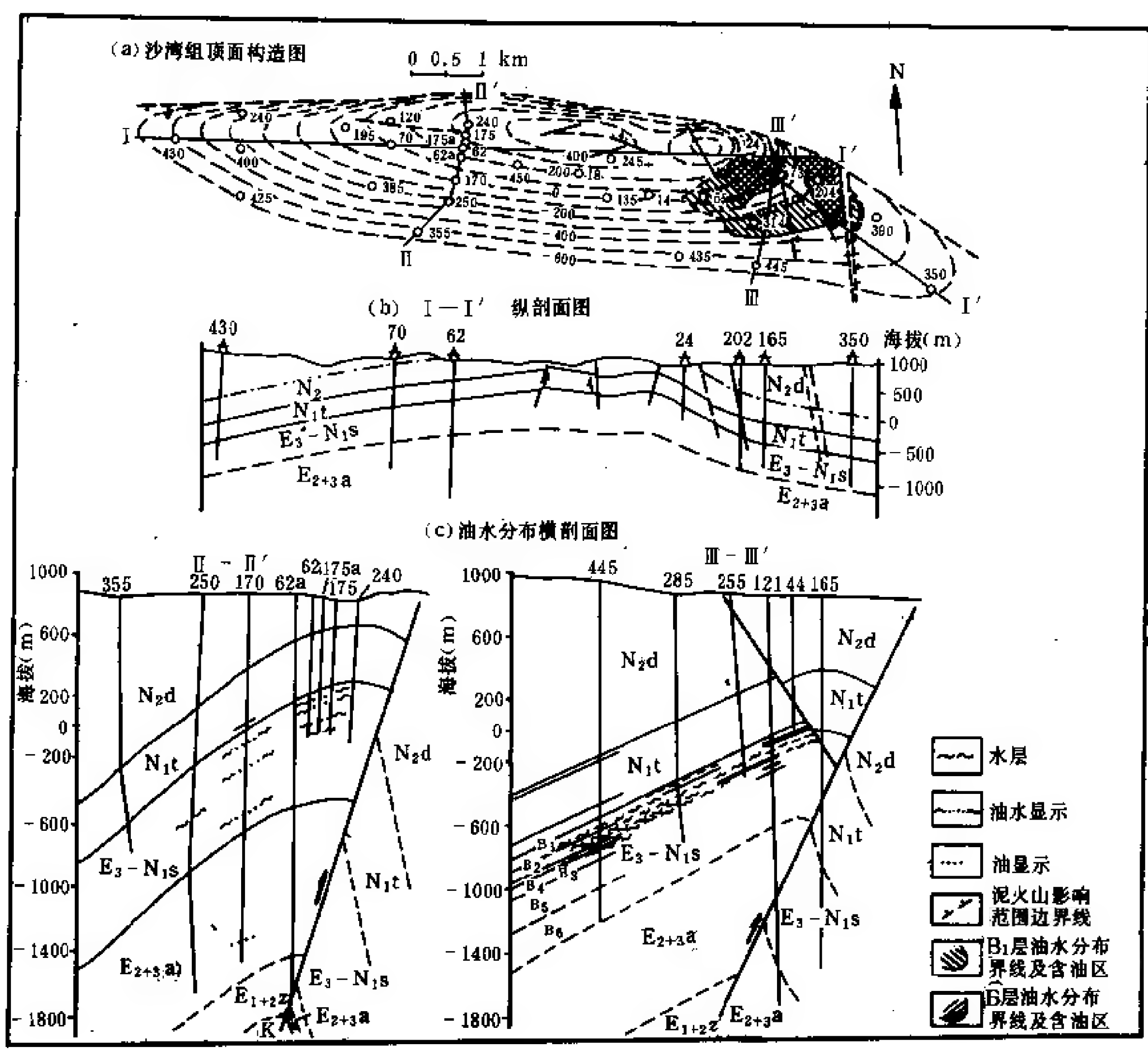


图 2-10-14 独山子油田综合图

1951 年开始重新进行勘探，在东高点探明含油面积 1.2 平方千米，1952 年投入开发，采用 150 米井距，三角形井网，钻生产井 78 口，探井 71 口，总井数达 149 口，采用溶解气驱开采。到 1953 年产量达最高峰，年产油 7 万吨。之后产量迅速递减，气油比由初期的



115 米^3／吨增至 1000 米^3／吨，油层能量损失 90%。地层水窜进。油井含水比增至 70%。由于采取多数井筛管完井，多次射孔与井下爆炸等措施，使地层出砂严重。到 1956 年油田由自喷转为抽油生产。为了恢复地层能量，1958 年在油田中部的 47 井区进行了注气试验；因气窜严重，未获结果而告终。此时油田产量降到年产仅 2 万吨，1961 年为加速油田开发，曾在 68 井区进行密闭注地层水试验，经一年实践，因找不到高压水源层而停止。之后又进行过堵水、防砂、压裂等措施，均未收到满意的效果。到 1974 年，油田还有 7 口抽油井，日产油 3 吨，3 口气井，年产气 100 万立方米，供独山子炼油厂使用。到 1984 年油田只剩 1 口油井在生产，日产油 2 吨。截止 1989 年底，全油田累积产油 36.3304 万吨，含水率 90.3%，采出程度 15.2%，可采采出程度 99.9%（表 2–10–11）。

表 2–10–11　独山子油田综合数据表

油藏类型	埋藏深度 (m)	原始地层压力 (MPa)	油藏饱和压力 (MPa)	压力系数	开采方式	井网井距 (m)	生产井数 (口)
稀油	800～1800	15.6	6.18	1.11	溶气驱	三角形 150	1

日产油水平 (t)	年产油量 ($\times10^4$t)	累积产油量 ($\times10^4$t)	气油比 (m^3／t)	综合含水率 (%)	采油速度 (%)	采出程度 (%)
1	0.045	36.3	0	90.3	0.2	15.2

独山子油田实际开发面积只占圈闭面积的十五分之一，构造西高点，北翼断裂下盘均发现有工业油流，但都未探明，因此，油田还有待于进一步勘探。

第八节　齐 古 油 田

一、概况

齐古油田位于呼图壁县以南 45 千米处，呼图壁河横穿构造中部，处于准噶尔盆地南缘山前坳陷弧形褶皱带的中段；地面海拔 1150～1200 米。

1956 年开始进行地面地质调查，1957 年 8 月新疆石油管理局地质调查处浅钻队在钻浅 1 井时，在井深 154 米，钻遇油气显示；在 295.24 米时泥浆严重气侵，并有大量原油带出地面，确定为一含油构造。1958 年投入大量钻探，于当年的 8 月 15 日，在该区的 1a 号井三工河组井段 845～847 米处试油，获得 11 毫米油嘴日产 12.6 吨的工业油流，从而发现了齐古油田。

二、油田构造与圈闭

齐古油田构造为一长轴背斜（图 2–10–15），轴向北西，地面背斜长轴 8.8 千米，短轴 1.2 千米，推算闭合高度 500 米，闭合面积 8.3 平方千米。地下侏罗系下统三工河组（J_1s）与八道湾组（J_1b）背斜长轴 21.4 千米，短轴 5.2 千米，闭合高度 1600 米，闭合面积 87 平

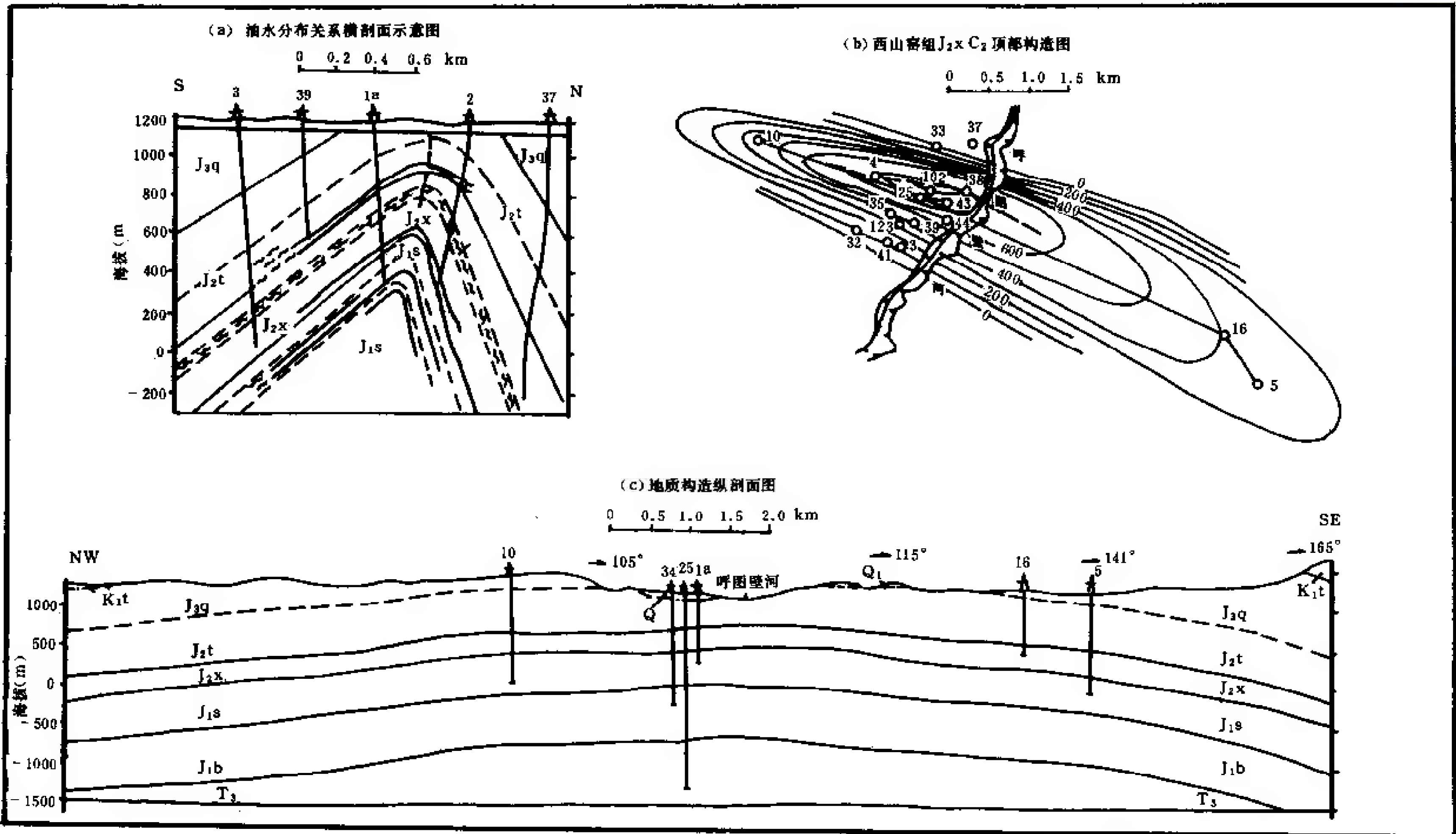


图 2-10-15 齐古油田综合图

方千米。构造不对称，北翼陡，倾角30°～56°；南翼较缓，倾角22°～32°。两翼与顶部地层遭受不同程度的剥蚀，顶部剥蚀厚度最大。沿构造顶部有一东西走向的高角度正断层，断面南倾，最大断距107米，断开齐古组（J_3q）、头屯河组（J_2t），该断裂对油气既起封闭作用，也起破坏作用。

三、储集层与开发概况

根据钻探证实，含油层次较多，由浅到深油气几乎遍及每层；主要含油层为三工河组的SG_2、SG_3层和头屯河组的T_4层，其次是西山窑组的X_3层和三工河组的SG_1、SG_4层。油层埋藏深度36～1500米；主要含油层三工河组深度为1200～1500米。已钻井24口，其中浅井1口，探井21口，生产井2口，有8口井分别在头屯河组、西山窑组及三工河组获得工业油流，单井日产6～10吨，地面原油相对密度0.836～0.868（1a井SG_2层），基本探明的含油面积8.3平方千米，累积产油2235.8吨，自1959年试采以后，由于地形复杂，交通困难，没有进一步进行勘探与开发工作。

第九节　火烧山油田

一、概况

火烧山油田位于新疆吉木萨尔县境内，西南距乌鲁木齐市210千米处。在准噶尔盆地东部克拉美利山南麓山丘、荒漠地带，地面平均海拔490～700米。气候干旱少雨，无地面水，四季温差在40～80℃之间。油田开发前交通不便，无居民点。现已修通了跨越60千米沙漠的柏油公路与乌—奇公路相接。

火烧山油田的勘探始于50年代中后期，进行过地面地质调查、地球物理普查、详查和浅井钻探。80年代之前，除发现地面油砂露头和一批潜伏构造外，未获工业油流。80年代初进行大规模勘探工作，包括雇用的法国CGG公司的沙漠地震、深井钻探等。于1983年5月1日，首先在火南1井取出了二叠系平地泉组（P_2p）的含油岩芯，7月1日，射孔后获工业油流。之后火1井于1984年9月，在平地泉组（P_2p）1688.0～1630.0米井段射开46.2米，经抽汲日产油11吨（液面515米）的工业油流。1987年底，共钻探井和资料井31口，钻井进尺6万米，探明含油面积40.7平方千米，开辟2个开发试验区，钻井29口，其中注水井7口，采油井22口，开始了开发前期准备工作。1988年油田进入正式开发阶段。按批准的开发方案开始实施，截止1989年底，共钻开发井387口，年产原油67万吨。基本建成百万吨生产能力的原油生产基地。

二、油田构造

火烧山油田在构造上是准噶尔盆地东部帐-北隆起带北端的背斜。从二叠系平地泉组（P_2p）地震反射层P_{t2}的构造图上看，背斜长9.6千米，宽4.8千米，圈闭面积35.2平方千米，闭合高度211米。背斜走向南北，两翼不对称，西翼缓，地层倾角为5°～10°，东翼陡，地层倾角在20°以上。东翼被火10井和火东断裂切割，火10井断裂断面西倾，倾角大，平地泉组垂直断距100米左右，火东断裂在火10井断裂以东，走向南北，断面西倾，倾角62°，断开八道湾组（J_1b）以下地层，地震Pt_2垂直反射层断距1063米。断裂下盘为大井凹陷（图2-10-16）。

图 2–10–16　火烧山油田综合图

三、储集层

火烧山油田的储集层为上二叠统平地泉组（P_2p）。在油区内钻井揭露的平地泉组为一套浅湖与水下三角洲交替沉积，自上而下划分为四段：平一段（P_2p^1）为绿灰色泥岩夹极薄的粉细砂岩；沉积由北向南减薄，厚 265～30 米。不含油，是油区内良好的盖层。平二段（P_2p^2）为深灰色、灰黑色泥岩和中细砂岩，粉砂岩交互沉积，夹 3～4 层油页岩、白云质凝灰岩。单砂层一般厚 2～3 米，大于 5 米的砂层少见。砂层主要分布在中部，砂岩为方解石、方沸石胶结，胶结物由上向下增加。沉积厚度由北向南由 530 米减至 172 米。本段砂层为油田的主要储集层。平三段（P_2p^3）为深灰黑色白云质泥岩、凝灰质泥岩、油页岩夹薄层

细砂岩；中上部夹块状中细砂岩，是良好的储集层。砂岩胶结以泥质、白云质和铁质为主，方沸石明显减少。单砂层一般厚为12～14米。沉积厚度自北而南为326～106.5米。平四段（P_2p^4）为灰色、灰白色、浅绿色砂岩，砾状砂岩与泥灰岩、凝灰质泥岩交互层，不含油。油区内沉积只见于中北部，南部缺失，沉积厚度为0～155米。

平地泉组（P_2p）含油层段（P_2p^{2-3}），自上而下可划分为四个砂层组，以"H"为代号，P_2p^2中下部划分为H_1、H_2、H_3；P_2p^3中上部划分为H_4。据取芯观察和裂缝识别测井（FMS、SHDT）资料，储集层裂缝发育（碳酸盐岩段裂缝较砂岩段发育）。裂缝多为高角度倾角（大于79°）的直劈缝。裂缝多发育在H_2、H_3砂层组。据岩芯分析，储集层孔隙以粒间溶孔、杂基溶孔为主，粒间孔、晶间孔、微裂缝次之。孔隙度有自上向下变好的趋势。如H_1平均为8.75%，H_2平均为9.32%，H_3平均为9.14%，H_4平均为11.23%。空气渗透率则分别平均为43.7×10^{-3}二次方微米、251×10^{-3}二次方微米、162×10^{-3}二次方微米、100×10^{-3}二次方微米。毛管压力曲线呈粗歪度型，有自上向下变好的趋势。分选系数为1.3～2.25；喉道半径为1.02～0.06微米；进汞饱和度在20.48兆帕下为62.3%～88.8%，退汞效率一般为25.8%～34.6%，高者可达40.5%。油层有效厚度分别平均为4.6米、7.4米、11.5米、15.7米。总有效厚度平均为21.8米。

四、油藏与流体性质

火烧山油田是一个具有不活跃边底水的被裂缝复杂化的层状砂岩油藏。在油田主体部位的背斜轴部，油水界面位于海拔-1042米左右，而在背斜翼部油水界面位于海拔-773.8米。油藏天然驱动能量为溶解气驱。原始地层压力为14.96兆帕（折算至油层中部海拔-945米），压力系数为0.956，饱和压力为12.94兆帕，地饱压差为2.02兆帕，属未饱和油藏。原始气油比为50米^3／米^3，原油体积系数为1.134，压缩系数为14.848×10^{-4}／兆帕，地层原油相对密度为0.817，地层油粘度为9.4毫帕秒，油层温度为56.6℃。地面原油相对密度为0.884，50℃时的脱气原油粘度为51.4毫帕秒，原油含蜡量为13.2%，原油凝固点为11℃，初馏点平均为132℃，205℃前馏分为7%。溶解气相对密度（对空气）平均为0.6225，组分含量：甲烷88%，乙烷4%，丙烷3.0%，丁烷2.0%，戊烷1.0%，氮气2.0%。油田水为$NaHCO_3$型，总矿化度11克／升，氯离子含量5000毫克／升。

五、开发简况

火烧山油田于1988年正式投入开发实施。1987年开辟2个生产试验区，一为油田中南部H_4注水试验区，采用500米井距五点法井网，布井13口，采油井9口，注水井4口，开展了油层底部注水和层内注水试验。另一为油田北部H_2注水试验区，采用350米井距四点法井网，布井16口，其中采油井13口，注水井3口，开展了层内注水试验。

1988年按批准的开发方案，四套开发井网全面投入开发实施。划分为H_2、H_3、H_4^1、H_4^2 4套开发层系。采用350米井距反九点法井网，共布井339口井，其中注水井79口，采油井260口，利用老井39口，需钻新井300口，设计年产能力101.7万吨。

截止1989年底，共完钻开发井387口，其中采油井326口，开井280口（自喷井98口，抽油井182口），注水井61口，开井56口。核实日产油水平1656吨，年产油67.83万吨，累积产油118.5万吨，年产气3021万立方米，累积产气3986万立方米，平均生产气油比46米^3／吨。日产水889吨，年产水19.4万吨，累积产水21.0万吨，综合含水比31.2%。日注水量1483吨，年注水量43.4万吨，累积注水58.48万吨。月注采比0.45，累积注采比0.37，含水上升率12.4%。致此已基本建成百万吨原油生产基地（表2-10-12）。



表 2-10-12　火烧山油田综合数据表

油藏类型	埋藏深度 (m)	原始地层压力 (MPa)	油藏饱和压力 (MPa)	压力系数	开采方式	井网井距 (m)	生产井数 (口)	H产油水平 (t)	年产油量 (×10⁴t)	累积产油量 (×10⁴t)	气油比 (m³/t)	综合含水率 (%)
稀油	1750	14.96	12.94	0.956	面积注水	反九点 350	387	1961	77.9	118.5	46	31.2

由于储集层裂缝发育，水驱油效率较低，含水上升率过高，使油井产油量递减过快，致使达不到设计能力。因此，油田亟待采取有效措施，进行适时调整，改善开发效果，才能发挥其应有的作用。

第十节　北三台油田

一、油田概况

北三台油田包括北 16 井断鼻、北 31 井断鼻、北 75 井断块三个小区，行政隶属于阜康县与吉木萨尔县管辖。西距乌鲁木齐市约 104 千米，北距火烧山油田约 80 千米，东南距三台镇约 30 千米。南有乌-奇公路，北到火烧山的柏油路横穿油田，交通方便。

油田所在区域，地表为第四系黄土。北邻古尔班通古特沙漠，地势平坦，地面海拔 540 米左右。该区夏季炎热，冬季寒冷，年温度变化在 40～-40℃之间。年降雨量 150～200 毫米，属大陆性干旱气候。

该油田自下而上先后在上二叠统平地泉组、梧桐沟组、下三叠统韭菜园子组、烧房沟组、侏罗系头屯河组发现了油气储集层。其中二叠系平地泉组分布较广，是北三台油田的主力油层，现正在投入开发。

二、构造与圈闭

北三台油田位于帐—北隆起区南部的北三台凸起东北翼。该隆起以北 8 井为中心，西侧与阜康凹陷相邻，东面通过西地断裂、老庄湾断裂与吉木萨尔凹陷相接，南部与博格达山前凹陷相隔为阜康断裂带。此隆起构造形成于晚海西期，在印支期得到发展，定型于燕山期。根据其断裂分布和构造特征又把隆起分成三个次级小区，即北坡构造区、西坡构造区、东南坡构造区。

北坡构造区在北三台北断裂、北 77 井断裂以北，老庄湾断裂以东。

西坡构造区以北三台北断裂、北 27 井断裂为界，区内发育有北 27 井断鼻、北 28 井断鼻，但缺乏良好的圈闭。

东南坡构造区以北 27 井断裂、西地断裂、五梁山断裂为界，位于隆起以南。

北坡构造区是一向北倾没的断鼻构造，分东西两个构造高点。东高点在北 31 井处为北 31 井断鼻，西高点在 B101 井处为北 16 井断鼻。两断鼻构造东高西低，油藏的油水界面东西相差 185 米。由北三台北断裂、北 77 井断裂和北 75 井南断裂所夹持与北 31 井断鼻相邻的是北 75 井断块。该断块地层平缓，是一个两翼不对称的背斜构造，东翼倾角为 5°左右，西翼倾角约为 3°。

北16井断鼻位于北三台北断裂下盘，其构造向北倾没，轴部倾角较两翼缓。预计北16井区与北12井区间还有一断裂存在，但还有待证实。北31井断鼻也向北倾没，西翼较缓，倾角4°左右，东翼较陡，约为12°，南部被北27井断裂切断。上述断裂均断开白垩系以下地层。

图2-10-17 北三台油田综合图



三、储集层

北三台油田油气储集层主要有上二叠统平地泉组（P_2p），以及北16井断鼻区内的梧桐沟组（P_2wt）、下三叠统的韭菜园子组（T_1j）（图2−10−17）。

平地泉油层组为一套水下冲积扇碎屑沉积，厚度大，沉积稳定，平面上为一向北东方向扩展的扇形砂体。其岩性主要为小砾岩、含砾中粗砂岩、细砂岩夹层，粉砂岩及泥岩。砂砾岩在剖面上所占比例，北16井断鼻为80%，北31井断鼻、北75井断块为26%～73%。砂砾成分主要是凝灰岩和变质岩块，其次为石英、长石。砂砾分选较差，胶结物以石膏为主，次为硅质和片沸石、方解石。胶结类型主要为孔隙−接触式。填隙物主要为粘土矿物，含量约为2%～5%，粘土矿物中主要是伊蒙混层，约占56%，次为高岭石、绿泥石、伊利石。

北75井断块储集层物性稍好于其他两断块，在平地泉油层内取心样品统计的孔渗参数见表2−10−13。

表2−10−13 北16、31、75井区孔渗参数表

参数 \ 区块	北16井断鼻	北31井断鼻	北75井断块
K（有效），($\times 10^{-3}\mu m^2$)	28.5	33.7	88.8
ϕ（有效） (%)	18	21.3	21.6

储集层孔隙类型以粒间孔、粒内溶孔、粒间溶孔为主，其次为粒内孔、界面孔、少量晶间孔、微裂缝。孔喉配合数一般为0～2，孔喉组合关系为细喉−中孔、小孔。其孔隙非均质程度高，孔喉半径为0.45～1.3微米，排驱压力为0.11～0.23兆帕，压汞曲线汞饱和度为40.3%～71.6%，退汞效率低，储集层属中小孔隙细喉道类型。

北16井断鼻梧桐沟组、韭菜园子组储集层岩性均为曲流河亚相的中粗砂岩、中砂岩、细砂岩。在平面上，两油层组砂体发育都不太稳定，沉积厚度小（2～10米），形状不规则，连片性差。梧桐沟组砂岩中胶结物以方解石为主，占5.92%。杂基不多，以泥质为主，泥质中以伊蒙混层为主，占48.06%，次为高岭石、绿泥石、伊利石。韭菜园子组砂岩中胶结物以石膏质为主，占5.34%。杂基中以伊蒙混层为主，占43.75%，次为高岭石、伊利石（表2−10−14）。

表2−10−14 梧桐沟组韭菜园子组孔隙度、渗透率数据表

储集层 \ 参数	渗透率($\times 10^{-3}\mu m^2$)		孔隙度(%)	
	变化范围	平均值	变化范围	平均值
梧桐沟组	0.63～345.48	27.85	14.2～24.2	20.6
韭菜园子组	1.26～115.1	18.06	17.48～25.22	21.84

孔隙类型以粒间溶孔为主，其次为粒内溶孔、粒间孔。

四、油藏类型及流体性质

（一）北 31 井断鼻、北 75 井断块

北 31 井断鼻平地泉组油藏含油面积 5.2 平方千米，油层厚 4～11 米；北 75 井断块平地泉组油藏含油面积 2.5 平方千米，油层厚 5～7 米；两油藏均属断裂遮挡的岩性构造油藏，同属一个压力系统。两油藏平均油层中部海拔分别为−1510 米、−1480 米，原始地层压力分别为 23.74 兆帕、23.49 兆帕。地层饱和压力分别为 11.11 兆帕、10.87 兆帕，压力系数为 1.18。体积系数 B_{oi} 分别为 1.093、1.091，B_{ob} 分别为 1.11、1.1076。平均地面原油相对密度分别为 0.8877、0.8933。原始溶解气油比分别为 41 米^3／吨和 39 米^3／吨。原油压缩系数分别为 12.32×10^{-4}／兆帕、12.19×10^{-4}／兆帕。地层油密度为 0.8246，地层油粘度为 7.94 毫帕秒。原油含蜡量为 1.29%～3.08%，原油凝固点为 6～18℃。地层水水型为 $CaCl_2$ 型，矿化度为 13.078～14.080 克／升，Cl^-含量 8164～8686 毫克／升。

（二）北 16 井断鼻平地泉组油藏

该油藏为构造油藏，具有不活跃的边底水。油藏高度为 180 米，油层中部海拔−1710 米，油水界面−1755 米。油层厚为 15.7 米，含油面积 8.7 平方千米。原始地层压力为 26.11 兆帕，压力系数为 1.16，饱和压力为 22.01 兆帕，油层中部温度为 71℃，原始溶解气油比 72.4m^3／t。B_{oi} 为 1.1804，B_{ob} 为 1.185。地面原油相对密度为 0.8873。原油压缩系数为 9.42×10^{-4}／兆帕，平均地层油相对密度为 0.8，地层油粘度为 6 毫帕秒。原油含蜡量为 1.28%～4.18%，凝固点为 6～19℃。天然气相对密度为 0.795，甲烷含量为 93.92%。地层水型属 $CaCl_2$ 型，矿化度为 15.10 克／升，Cl^-含量 9400 毫克／升。

（三）北 16 井断鼻梧桐沟组、韭菜园子组

两油藏均属岩性油藏，但未能取得原始地层压力，饱和压力等资料。

梧桐沟组油藏油层埋深 2016～2153 米，平均 2085 米，油水界面海拔−1610 米。地面原油相对密度为 0.8812，脱气油 50℃时粘度为 36.68 毫帕秒。含蜡量为 7.18%，凝固点为 20.33℃，天然气相对密度为 0.5779，甲烷含量占 96.33%。

地层水属 $CaCl_2$ 型，矿化度 11.5645 克／升，Cl^-含量为 7027.49 毫克／升。

韭菜园子组油层埋深 1931～2008 米，平均为 1977 米。油水界面海拔−1466 米。地面原油密度为 0.8777。脱气油 50℃时粘度为 33.05 毫帕秒。含蜡量为 3.59%，凝固点为 16℃，天然气相对密度为 0.6411，甲烷含量占 90.46%，地层水水型属 $CaCl_2$ 型，矿化度为 10.6751 克／升，Cl^-含量为 6354.95 毫克／升。

五、开发简况

自 1983 年在准噶尔盆地东部进行大规模地震勘查与钻井勘探后，北三台隆起首先于 1985 年 9 月在北 12 井 2011.0～2108.2 米井段平地泉组获日产 1.9 吨的低产油流。次年 6 月又在北 16 井与北 12 井同层位的 2274～2289 米井段，4 毫米油嘴获日产 13.3 吨的工业油流，气油比 55.3 米^3／米^3。

1987 年 3 月，已在北三台隆起北坡钻探井 5 口，控制平地泉组含油面积 35.1 平方千米，至 1988 年底，北坡构造区共完成地震测线 47 条，长 445.8 千米，测网密度一般为 0.5 千米×1.0 千米，局部达 0.5 千米×0.5 千米。钻探井、开发资料井等各类井 19 口，进尺 49729.9 米。其中取芯井 6 口，岩芯长 296.98 米。试油井 16 口 53 层，获工业油流井 6 口 10 层。其中北 52 井，平地泉组 6 毫米油嘴获日产油 33.9 吨。

1989 年 1 月，北 16 井区采用了反九点法注水井开发井网，纯油区内 240 米井距，油水

叠合带 340 米井距，方案总井数 80 口井，其中注水井 19 口，采油井 61 口。单井设计产能 13 吨，年产能 25.7 万吨。钻新井 77 口，平均井深 2360 米，钻井进尺 18.17 万米。

1989 年 6 月，又编制了"北三台油田北 31 井–北 75 井地区勘探开发部署意见"，考虑该两层块油层渗透率较低，含油面积较小，开发井网采用了 300 米井距四点法面积注水方式。总井数 29 口，其中注水井 9 口，采油井 20 口，钻新井 26 口，平均井深 2140 米，钻井进尺 5.56 万米。拟定平均单井产能 8 吨计，年产油能力 5.28 万吨。

方案实施后，截止 1989 年底，北三台油田共完钻 99 口，投产油井 91 口，平均单井日产油 12.1 吨，区日产水平 1104 吨，气油比 90 米^3／吨，综合含水 3.2%，累积产油 13.3071 万吨。

北 16 井断鼻梧桐沟组油藏，含油面积 3.2 平方千米。下三叠系韭菜园子组油藏含油面积 2.9 平方千米。由于该两油藏储集层物性较差，储量较小，尚未投入开发。

第十一节　三台油气田（含马庄气藏与五梁山油藏）

一、马庄齐古组气藏

（一）气藏概况

马庄气藏位于准噶尔盆地东部，阜康县与吉木萨尔县交界处，西距阜康县城 70 千米，行政隶属阜康县管辖。气藏处地表为戈壁砾石，地势较平坦，地面海拔 670～810 米。冬季寒冷，夏季炎热，一般气温在−25℃～+30℃之间，最高可达−40～+40℃。乌(鲁木齐)–奇(台)公路从气田中间穿过，交通方便。

气藏发现于 1987 年。发现井为台 10 井，该井于 1987 年 1 月 6 日开钻，同年 3 月 5 日钻达 1985 米齐古组中部时，提钻发生强烈井喷，大量天然气失去控制而发生火灾，经奋力抢救，保住了钻机设备，但井壁跨塌严重，造成卡钻，原井眼报废。钻机向东南方向移出 85 米，于 5 月 25 日重新开钻，9 月 6 日在井深 2584.5 米完钻。对齐古组的 1966.8～2003 米进行测试，获 6 毫米油嘴日产气 93597 立方米，流压 23.85 兆帕，关井实测地层压力 25.63 兆帕，压力系数为 1.29，在井深 1893 米实测地层温度为 47.8℃。天然气相对密度为 0.5594，甲烷含量为 98.53%，乙烷为 0.27%，丙烷为 0.04%，氮为 1.04%，二氧化碳为 0.06%。在井段 2023.0～2046.0 米试气，6 毫米油嘴日产气 123319 立方米，流压 17.07 兆帕。但该井固井质量不好，该层与上层窜通。试后用水泥挤封，对上段 1983.0～1991.0 米试气，获 6 毫米油嘴日产气 84480 立方米，流压 17.37 兆帕，关井实测地层压力 23.33 兆帕。天然气相对密度为 0.5593，甲烷含量为 98.44%，乙烷为 0.43%，丙烷为 0.01%，氮为 1.0%，二氧化碳为 0.04%，氧为 0.08%。

继台 10 井发现齐古组天然气层后，又有台 15、台 16、台 19、台 25 等井获得了工业气流，证实了马庄齐古组是一工业性天然气藏。

（二）构造及圈闭

马庄气藏在构造上位于乌鲁木齐以东的博格达山前凹陷北侧三台凸起的台 3 井断块内。断块北侧以五梁山断裂与北三台凸起南坡的北 10 井断块分界，南侧以台 39 井断裂与古 13 井断块分界，向西倾伏于阜康凹陷，向东断块延至西地断裂与西地背斜分界。

台 3 井断块侏罗系的构造形态为一断背斜。五梁山断裂从背斜高部位切过，断背斜走向西北–东南向，地层倾向南西，地层倾角 5°～6°。

五梁山断裂为近东西走向的逆断层，向东与西地断裂相交，向西至北 59 井附近消失。断面南倾，倾角 25°～40°，垂直断距 80～250 米，断开侏罗系及其以上地层，上断点在上第三系内消失。气藏位于断裂上盘。

马庄气藏为齐古组岩性气藏，属于台 3 井断背斜背景下的岩性圈闭，共有 6 个以上的砂岩透镜体所组成。在 1000 米左右井距下，井间很难对比。气藏主要分布在断背斜高点的西侧倾没部分砂层发育的地段（图 2-10-18）。

（三）储集层

齐古组储气层，属于泛滥平原曲流河点坝沉积。沉积厚度 330～550 米，自上而下可划分为 3 个砂层组，即 G_1、G_2、G_3。G_1 在区内分布有限，只见于构造低部位的西倾部分。齐古组顶部曾遭受剥蚀，被下第三系超覆不整合。G_2、G_3 在全区均有分布。

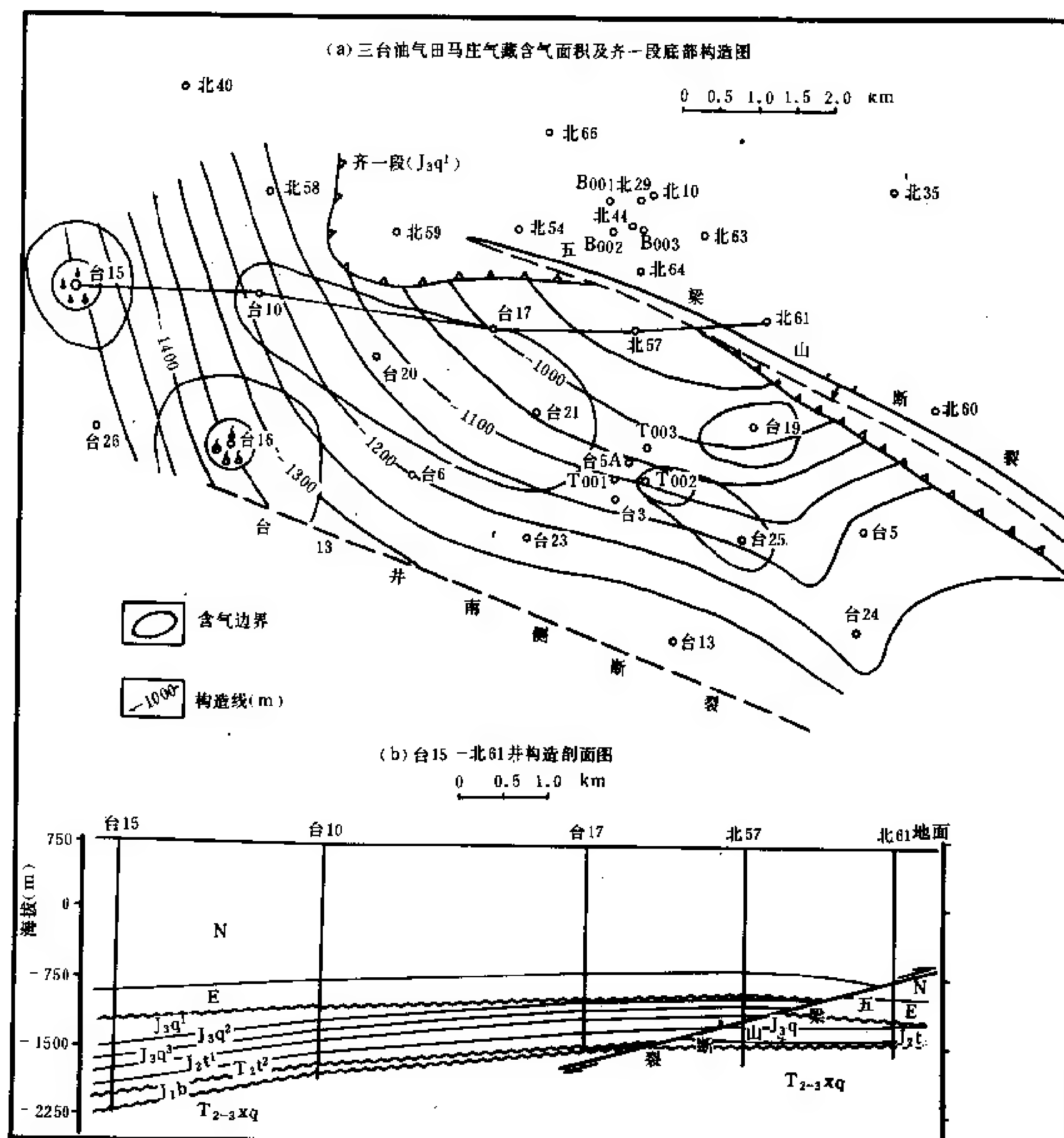


图 2-10-18 三台油气田马庄气藏综合图



气层主要岩性为中细砂岩及含砾不等粒砂岩。砂岩成分以变质岩及中基性火山碎屑岩为主，占60%～75%，其次为石英、长石，分别占10%～20%和13%～30%。颗粒呈次棱角状，分选为中等—好。主要为泥质胶结，其次为方解石、沸石类及铁质，胶结物总量占6%～13%。泥质成分以蒙脱石为主，一般占60%以上，最高达87%。其次为伊蒙或绿蒙混层，占3%～6.8%，伊利石占13.1%～14.9%，高岭石占5.2%～6.2%，绿泥石占11.1%～11.9%。砂层厚度一般为5～10米，最厚者可达25米，气层有效厚度3.9～9.8米，平均8.95米。

储集层物性属中等，孔隙度为10.1%～28.7%，平均为20%，空气渗透率为0.21×10^{-3}～1929×10^{-3}二次方微米，平均为110×10^{-3}二次方微米。由于强水敏的蒙脱石含量高，水敏感试验渗透率损失可达42.47%。储集层孔隙类型以粒间溶孔和粒间孔为主，其次为粒缘缝、粒内孔和晶间孔。最大孔喉直径为135～149微米，平均孔径为28～34.5微米。最大汞饱和度60%～70%，大于0.3微米的有效孔喉体积占54.5%～58.9%。退汞效率为33%～34%。3个砂层组比较，以G_2物性最好，是主要储气层。

（四）气藏类型和流体性质

马庄气藏属构造背景下的岩性圈闭气藏。平面连通较差，因此气藏压力变化较大，至少是2个或多个压力系统，如表2-10-15。

表2-10-15 马庄气藏综合数据表

项　　目	台16 G_1	台10 G_2	台19 G_2	台25 G_3
气层中部海拔(m)	-1368	-1270	-989	-1300
气藏压力(MPa)	19.5	27.3	25.3	31.3
压力系数	1.28	1.29	1.47	1.53
气藏温度(℃)	52	48	55	50

从其地下状态看，气田西部台10—台16—台15井区以干气为主，甲烷含量在93%以上，几乎不含丙烷以上组分。而东部台19—台25井区甲烷含量为88.98%～89.95%，乙烷为1.91%～3.03%，丙烷为0.57%～2.5%，丁烷为1.24%～2.27%，丁烷以上组分占0.96%～3.17%，由经验公式判别，东部为含凝析油的气藏。

齐古组下部G_3砂层组，在取芯中见含油显示，试油见少量稠油，一般产量在1吨／日以下。原油分析其相对密度为0.88～0.929，50℃地面脱气油粘度为46～557.6毫帕秒。稠油常与地层水同产。地层水多为$NaHCO_3$型，总矿化度为4.778～6.164克／升。气层在油水层之上，很少直接接触。

（五）勘探开发简况

台3井断块的勘探于1982年开始。进行了地震普查和详查，二维地震167千米，高分辨率地震95千米。截止1989年底共钻探井17口，进尺43487.3米，取芯进尺712.37米，岩芯实长618.45米，平均岩芯收获率为86.82%。钻开发资料井3口，进尺7112米。试油井18口90层，获工业气流井6口9层。基本探明了18.3平方千米的含气面积。

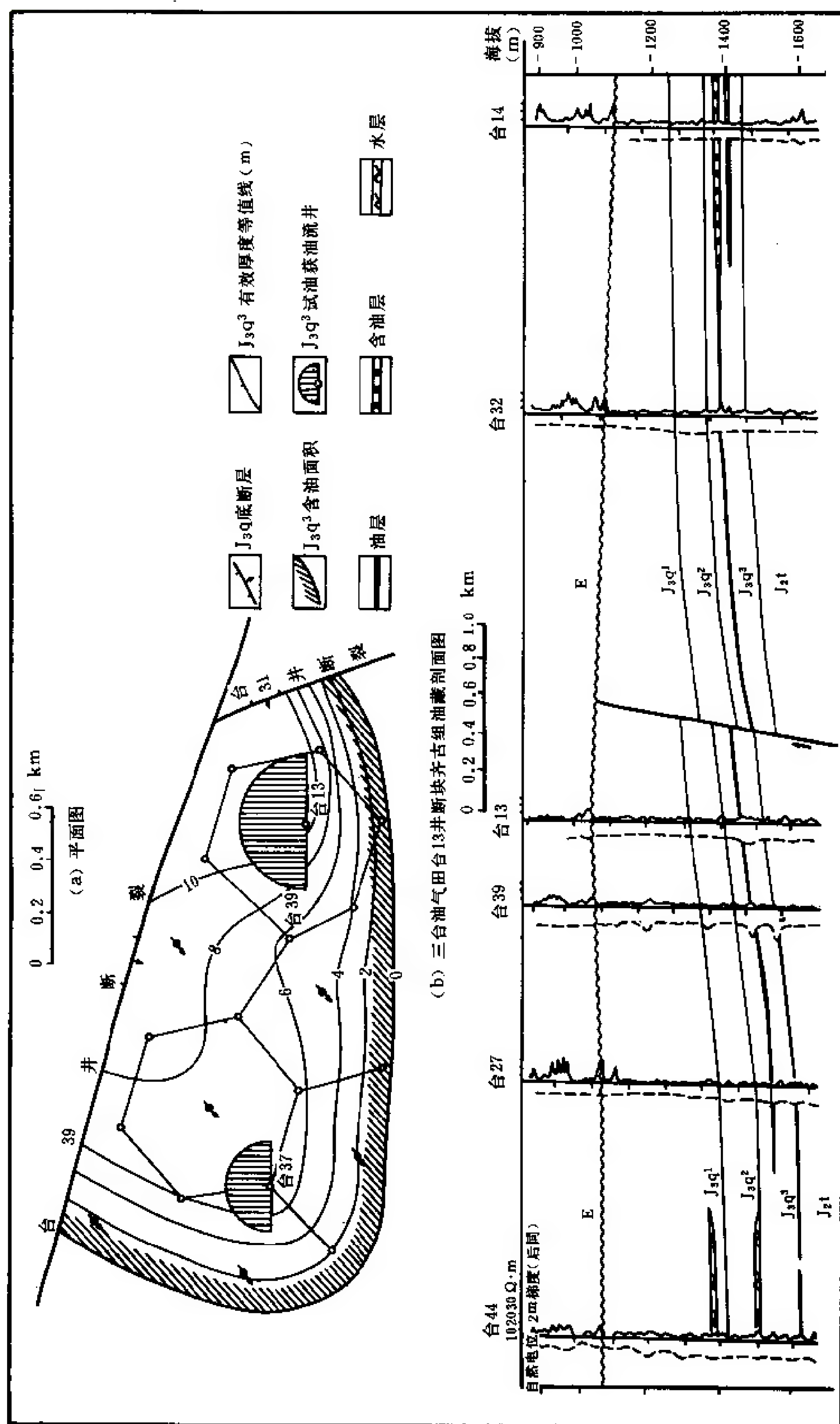


图 2-10-19 三台油气田台13断块油藏综合图

马庄气藏的开发已列入"八五"计划，现正做开发前期准备工作。进一步取准气藏资料，核实储量，核实产能，为合理开发提供依据。

二、台 13 井断块齐古组油藏

（一）油藏概况

油藏位于准噶尔盆地东部三台凸起的台 13 断块内。处于阜康县和吉木萨尔县交界处。西距乌鲁木齐市 120 千米，行政隶属阜康县管辖。地面为博格达山北麓低山区，地形复杂，地面海拔 800～870 米，地区内气温变化大，年温差在−40℃～+40℃之间。年降雨量 160～170 毫米。交通方便，乌−奇公路在其北 2.5 千米处穿过。

该油藏发现于 1987 年 12 月 7 日，台 13 井钻至 1779.53～2273.7 米，齐古组进行中途测试，6.35 毫米油嘴，日产油 37.7 吨，流压 19.89 兆帕，实测静压 31.39 兆帕。1988 年 9 月至 1989 年 2 月又对 2247～2267 米井段试油，4 毫米油嘴日产油 11.18 吨，气油比为 73 米^3／吨，流压 17.06 兆帕，实测静压 31.71 兆帕，由此证实了台 13 断块齐古组为一工业性油藏。

（二）构造及圈闭

台 13 井断块，属于三台凸起上阜康断裂带下盘的一个断块。断块内地层为南倾的单斜，地层倾角为 8°～9°。其北以台 39 井逆断裂与台 3 井断块分界，南以台 13 井南侧断裂与台 35 井断块分界，两条边界断裂均延伸不长，东至台 14 井，西至台 16 井即消失，长约 8～9 千米。断裂均为南倾逆断层，断面倾角 55°～65°，垂直断距 50～70 米，断开齐古组及其以下地层。

在断块中部还有一横向断裂，即台 31 井断裂，断面倾向南西，倾角 65°，垂直断距 60 米。该断裂将断块分为东西两部分。

台 13 井断块油藏主要是断裂遮挡的岩性圈闭。在上倾方向被台 39 井断裂遮挡，在东、西两侧和下倾方向主要受砂层尖灭或岩性变细所控制（图 2−10−19）。

（三）储集层

台 13 井断块齐古组获工业油流的层为 G_2 的第二砂层（G_2^2）。

齐古组与马庄气藏相同，属曲流河沉积。G_2^2 沉积厚度约 20 米左右，岩性为细砂岩、含砾砂岩。颗粒成分以岩屑为主，石英、长石次之。分选中等—好，泥质胶结为主，其次为沸石、方解石、黄铁矿。胶结物含量为 2%～13%。泥质中粘土矿物以蒙脱石、伊蒙混层为主，含量占 76.3%～64.2%，伊利石、绿泥石次之，含量为 11.8%～14.2%。孔隙类型以粒间溶孔、粒间孔为主，粒内孔、粒内溶孔及裂缝次之。最大孔隙直径为 75～250 微米，平均孔径为 20～63 微米。主要孔喉半径为 1.21～9.38 微米，有效孔喉半径为 2.34～9.38 微米。

砂层孔隙度为 18%～26%，平均为 19.3%，空气渗透率为 0.07×10^{-3}～150×10^{-3} 二次方微米，平均为 83.3×10^{-3} 二次方微米。油层有效厚度为 5.6～10.8 米，平均为 5.8 米。

（四）油藏类型及流体性质

台 13 井断块油藏属断层遮挡的岩性油藏。原始地层压力为 31.7 兆帕（折算到−1444 米），压力系数为 1.38，油藏饱和压力为 17.8 兆帕，地饱压差为 13.9 兆帕，油藏饱和程度为 56.2%，属未饱和油藏。原始气油比为 66 米^3／吨。地层油相对密度为 0.849，地层油粘度为 25.31 毫帕秒，饱和压力下体积系数为 1.1472，原油压缩系数为 8.3555×10^{-4}／兆帕，地层压力下原油体积系数为 1.134。油层温度为 51.8℃。油藏天然驱动能量为弹性和溶解气驱动。地面原油相对密度为 0.902～0.9036，50℃时的脱气油粘度为 168.76～210.76 毫帕



秒。原油含蜡量为 2.4%～3.77%，凝固点为-14.5～+5.0℃。

溶解气相对密度为 0.5968，甲烷占 94.33%，乙烷 1.85%，丙烷 1.12%，含氧 0.07%～0.12%，二氧化碳 0.01%，氮 0.07%～4.12%。

断块内含少量地层水，水型属 $NaHCO_3$ 型，总矿化度为 4.48788～12.52128 克／升，氯离子含量为 2339.9～4820.5 毫克／升。

图 2-10-20 三台油气田五梁山油藏综合图

（五）勘探简况

自台 13 井发现工业油流后，断块内进行地震测线 9 条 25.3 千米，测网密度 1×1.5 千米。钻探井 6 口，评价井 1 口，钻井进尺 20739.74 米，取芯井 7 口，进尺 258.29 米，岩芯实长 229.48 米，平均收获率 88.85%。裸眼测试 3 口井 3 井层，试油 6 口井 30 层，获工业油流 5 口井 7 井层。齐古组试油产量以台 13 井最高，为 11.18 吨，台 32、台 37 井低产，分别为 3.03 吨、3.34 吨。另外，在头屯河组（J_2t）1 口井 1 井层，八道湾组（J_1b）3 口井 3 井层，试油亦获得了工业油流，但形不成连片面积，还有待于进一步评价钻探，以达到探明的程度。

该区齐古组油藏正准备开发。

三、五梁山头屯河组油藏

（一）油藏概况

五梁山油藏位于准噶尔盆地东部，乌鲁木齐以东 120 千米处的三台凸起的五梁山断裂下盘，乌–奇公路以北的戈壁沙滩上。去火烧山油田的公路由油藏中间穿过，交通方便。

油田发现于 1986 年。北 10 井于同年 3 月 17 日开钻，当钻至头屯河组（J_2t）时发生油气侵，在 1957.61～1958.61 米取芯时发生油气侵，槽面含油 10%，气泡 90%，钻至 2000 米时，发生间歇井涌 4 次，槽面油花占 50%，气泡占 50%，取气样点燃为蓝、红色火焰。钻至 2022.73～2026.03 米取芯时，井口涌出黑褐色原油，每分钟约 0.5 升。槽面上涨 4 厘米，油花占 15%，气泡占 85%。所取 2 筒岩芯，均见到含油细砂岩，出筒时油气外渗。该井完井后，于头屯河组 2005.0～2027.5 米试油见油，累产 5.08 立方米，外推地层压力为 32.79 兆帕，控制压差 12.54 兆帕下，无油嘴测试 8757 分钟，间歇自喷，日产油 1.23 立方米，累积产油 3.42 立方米，当压差放大到 23.62 兆帕时，井下出砂严重。此井虽未获得工业油流，但证实了头屯河组油藏的存在。

（二）构造及圈闭

五梁山油藏在北 10 井断块内。在构造上属于三台凸起与北三台凸起的接合部位的东泉堤隆上。位于五梁山断裂下盘，南为台 3 断块，北为北三台凸起的南斜坡，以西地南断裂分界，向西倾没于阜康凹陷。断块内为向南缓倾的单斜，地层倾角一般小于 5°，头屯河组在单斜背景上有近南北走向的鼻状挠曲，由北向南倾伏。主要储集层头屯河组，底部由南向北超覆不整合在三叠系之上。其顶部遭受剥蚀，断块南部五梁山断裂附近还保留有齐古组沉积，到断块北部齐古组剥蚀殆尽，头屯河组上部亦遭受剥蚀。

头屯河组油藏在北 10 井断块内是与地层岩性圈闭有关的油藏，上下两个不整合面是油藏形成的主要因素，横向上的曲流河沙坝的岩性变化直接控制其含油富集程度（图 2-10-20）。

（三）储集层

北 10 井断块油藏，只有头屯河组一套储集层，头屯河组为泛滥平原曲流河沉积，沉积厚度 130～200 米，储油砂层主要分布在头屯河组的中部。自上而下可划分为 2 个砂层组，即 T_1、T_2。含油砂层主要在 T_1 的中下部，砂层厚约 10～38 米，呈透镜状分布。岩性以细砂岩为主，夹少量中砂岩和含砾砂岩，砂岩成分以岩屑为主，次为石英、长石。颗粒呈次棱角状，分选较好–中等，泥质胶结为主，碳酸盐次之，砂岩胶结疏松。胶结物总量占 8%～13%，粘土矿物以蒙脱石为主，含量一般为 61%～91%，平均为 77.24%。

砂层物性较好，孔隙度为 19%～27%，平均为 24%，空气渗透率为 0.01×10^{-3}～



333.19×10^{-3} 二次方微米，平均为 56×10^{-3} 二次方微米。分析渗透率偏低，因为主要油层为疏松砂岩，做不成分析所致。有效渗透率为 640×10^{-3} 二次方微米，就是证明。岩石孔隙结构以粒间孔、粒间溶孔为主，其次为粒缘缝、粒内孔、晶间孔。在 20.4 兆帕压力下最大进汞饱和度达 65%～80%，最大孔径为 138.2 微米，平均孔径为 34.8 微米，有效孔径为 0.59～37.5 微米。退汞效率为 35.2%。

（四）油藏类型及流体性质

北 10 井断块的头屯河组油藏是与地层不整合有关的岩性油藏，在地质历史过程中曾遭受过严重破坏，因此，该油藏为普通稠油油藏。横向上又受到曲流河点坝砂体的制约。因此，该油藏应属地层岩性控制的稠油油藏。

油藏原始地层压力为 31.75 兆帕（折算至油层中部海拔−1281 米），压力系数为 1.54。饱和压力为 11.4 兆帕，地饱压差为 20.35 兆帕，饱和程度为 35.9%，为低饱和程度的未饱和油藏，原始驱动能量为弹性和溶解气驱，原始气油比 28 米^3／吨。地层油体积系数为 1.007，原油压缩系数为 12.48×10^{-4} 兆帕。地层油粘度为 204.62 毫帕秒。地面原油相对密度为 0.9077～0.9346，50℃时脱气油粘度为 264.14～4429.43 毫帕秒。油藏东部油稀，西部变稠。原油密度与粘度呈线性关系，但粘、温反应不灵敏。原油含蜡量为 0.6%～5.5%，凝固点为−8～+17℃。

溶解气以甲烷为主，占 97.07%～98.98%，平均为 98.03%，其他重组分几乎没有。

油藏内至今尚未发现地层水。

（五）勘探开发简况

该油田勘探始于 50 年代，进行过地面地质调查和浅钻。真正系统大规模勘探是 1982 年开始的。至 1989 年底，共做二维地震 117.25 千米，测网密度（0.5～0.7）×（0.5～1.0）千米，三维地震满覆盖面积 2.0 平方千米，测线长 730 千米，钻探井 10 口，进尺 22098.84 米，取芯进尺 109.23 米，岩芯实长 94.45 米，岩芯收获率 86.47%。钻开发试验井 5 口，进尺 10226.84 米。试油 13 口井 15 层，防膨敏化试验 4 口井 4 井层，获工业油流 5 口井 5 井层，探明含油面积 2.1 平方千米。

由于埋深在 2000 米左右，又属稠油、强水敏地层，一直未有成熟的技术。至今尚未开发。该油藏虽已列入“八五”开发计划，但攻克中深井强水敏稠油油藏的技术难关是该油藏能否开发的先决条件。

第十一章　资源预测及勘探方向

第一节　石油资源预测

油气资源预测是资源评价的重要组成部分，也是制定油气勘探规划的主要依据。

自 1978 年以后，很多人采用不同的方法，如(发光)沥青法、体积法、体积速度法、氯仿沥青“A”法和热解模拟法，对盆地不同坳陷和层位进行过石油资源的预测，其结果见表 2-11-1。

表 2-11-1　历年来石油资源预测情况表

计算人(时间)	计算方法	地区和层位	生油量(10^8t)	资源量(t)
王爱民(1978)	(发光)沥青法	全盆地 E_{2-3}a、J_2、P_2	118	
王爱民(1980)	体积法	全盆地 E_{2-3}a、J_2、P_2		近百亿
彭希龄(1980.12)	1.氯仿沥青“A”法 2.体积速度法	全盆地 E、J、P		数十亿
杨斌(1981.12)	氯仿沥青“A”法	全盆地 E_{2-3}a、J_1s、T_3、P_2、C		50 亿以上
范光华(1982.8)	1.氯仿沥青“A”法 2.氯仿沥青“A”法 (用蒙特卡洛法计算,取 50%概率)	全盆地 10 个坳陷（凹陷）和地区，6 个生油层组（E_{2-3}a、J_1s、T_3、P_2、P_1、C_{1+2}）		近百亿
范光华(1984.5)	氯仿沥青“A”法（用蒙特卡洛法计算，取 50%概率）	全盆地 13 个坳陷（凹陷）和地区，E_{2-3}a、J_1s、T_3、P_2、P_1、C_{1+2}	1961.9	近百亿
李惠芬、程克明(1984.12)	氯仿沥青“A”法（用蒙特卡洛法计算，取 50%概率）	全盆地 5 大生油坳陷，E、J、T、P、C5 大生油层系	1692.21	50 亿以上
范光华、宋泽元、马强民、夏明忠(1985.6)	1.氯仿沥青“A”法（用蒙特卡洛法计算，取 50%概率）;	全盆地 16 个生油坳陷（凹陷），4 大生油层系，6 个生油层组（E_{2-3}a、J_1s、T_3、P_2、P_1^2、P_1^1）	2669.0	近百亿
	2.热解模拟法;		2436.0	近百亿
	3.氯仿沥青“A”法（手工演算）		2496.0	近百亿



1985年根据盆地资料的实际情况，采用氯仿沥青"A"法和热解模拟法，又分别计算了盆地四套生油层系的6个生油层组在16个生油坳陷（凹陷）的石油资源量。

下面着重介绍氯仿沥青"A"法和热解模拟法。

一、计算方法

（一）氯仿沥青"A"法

计算公式：

$$Q_{残}=S\cdot H\cdot D\cdot \text{“}A\text{”} \tag{1}$$

$$Q_{生}=Q_{残}/(1-K) \tag{2}$$

$$Q_{排}=Q_{生}-Q_{残} \tag{3}$$

$$Q_{聚}=Q_{排}\cdot d \tag{4}$$

式中 S——生油岩面积，平方千米；

H——生油岩厚度，千米；

D——生油岩密度，亿吨／千米^3；

"A"——氯仿沥青"A"含量，%；

K——排出系数，小数；

d——聚集系数，小数；

$Q_{残}$——残余生油量，亿吨；

$Q_{生}$——生油量，亿吨；

$Q_{排}$——排出量，亿吨；

$Q_{聚}$——聚集量或石油资源量，亿吨。

（二）热解模拟法

原理：建立在干酪根热降解生油机理基础上，以室内模拟提高模拟温度来补偿时间的作用，建立各地区不同类型有机质热降解率图版（图2-11-1）和有机碳恢复系数图版（图2-11-2）。在计算生油量时，利用图版使样品恢复到原始状态（未成熟阶段），依据公式计算出生油量。

计算公式：

$$Q=\frac{C_o\times q_i\times D\times v_i}{0.083} \tag{5}$$

式中 Q——单位体积生油量，亿吨；

C_o——原始有机碳，%（$C_o=C_{残}\times b_i$）；

b_i——有机碳恢复系数，小数；

$C_{残}$——残余有机碳含量，%；

q_i——样品产烃量，千克$_{烃}$／吨$_{岩石}$；

D——生油岩密度，亿吨／千米^3；
V_i——生油岩单位体积，立方千米；
0.083——换算系数。

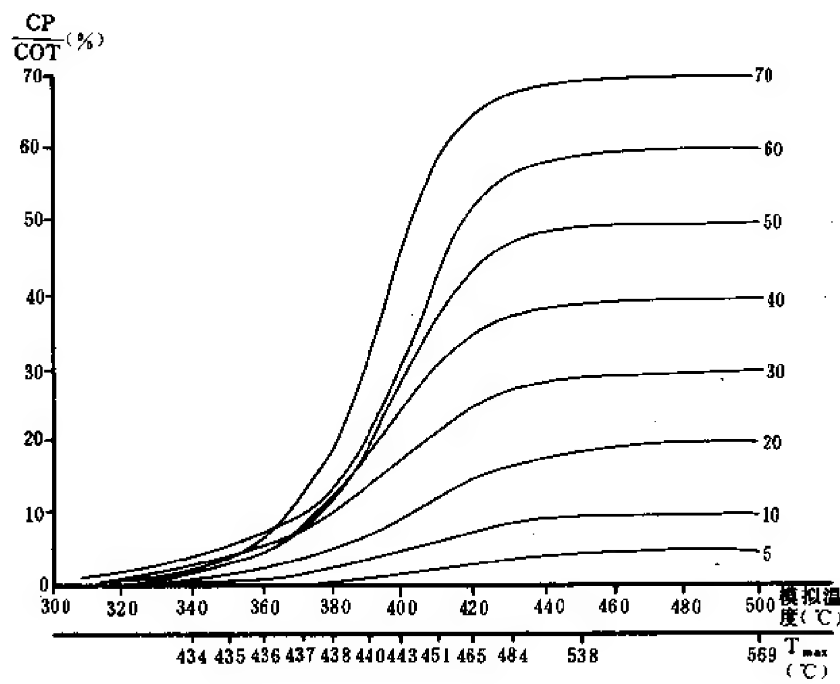


图 2-11-1　准噶尔盆地生油岩累积降解率曲线图版

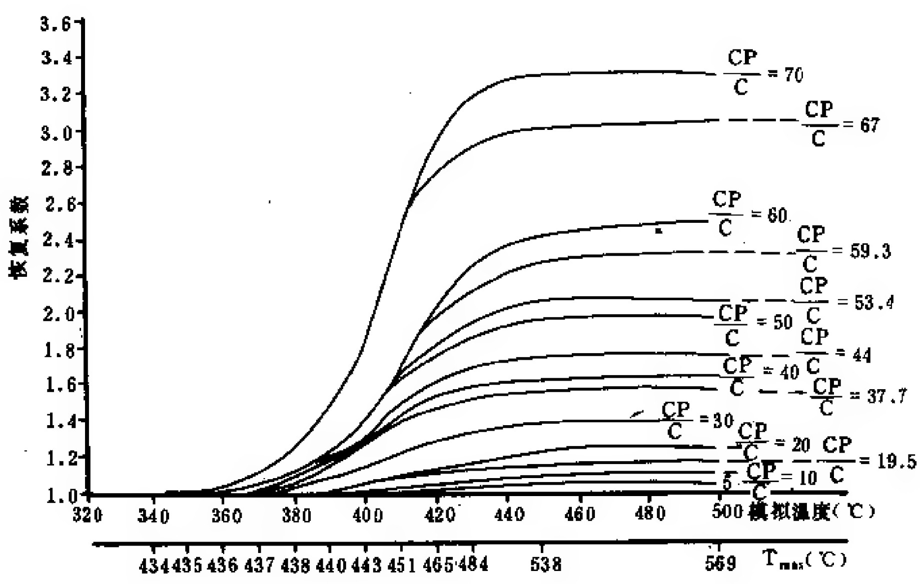


图 2-11-2　准噶尔盆地有机碳恢复系数曲线图版



二、计算参数的确定

(一) 成熟生油岩面积 (*S*)

确定生油凹陷，圈定成熟生油岩面积的依据和原则是:

①据生油层组油气热演化图（现今），在生油门限以内;

②据各生油层组岩相古地理图，在浅-深水湖相范围内，并扣除水下扇砂泥岩百分含量大于30%～50%部分;

③据各生油层组等厚图，在浅—深水湖相沉积中心范围内。

④主观因素，在上述原则发生矛盾时，凭对盆地地质背景的认识加以调整。

(二) 有效生油岩厚度 (*H*)

据现有的井下和地面剖面，统计各生油层组暗色泥岩厚度；然后在各生油层沉积等厚图上，考虑沉积相条件，给出不同的暗色泥岩百分数；计算做出暗色泥岩等厚图。如果某层系无法换算时，则给出某生油层的暗色泥岩厚度范围值。

(三) 生油岩密度 (*D*)

根据新疆石油管理局研究院分析资料和美国莫比尔公司分析的个别生油岩样品确定。

(四) 氯仿沥青"*A*"含量

据新疆石油管理局研究院生油室分析的氯仿沥青"A"数据，经筛选后，选出各生油层组剖面和样品数(表2-11-2)。

表2-11-2 氯仿沥青"A"剖面样品统计表

层位	$E_{2-3}a$	J_1s	T_3	P_2	P_1^2	P_1^1
剖面数（条）	6	13	12	27	5	6
样品数（件）	24	27	27	97	20	21

表中$E_{2-3}a$为未成熟样品；J_1s–P_1^2为成熟生油岩样品；P_1^1为高成熟晚期生油岩样品，R_o值达1.622%，采用氯仿沥青"A"恢复系数为4进行计算。

(五) 热解资料

据新疆石油管理局研究院生油室分析的热解资料，各生油层组样品选用数见表2-11-3。

表2-11-3 生油岩热解资料剖面样品统计表

层位	$E_{2-3}a$	J_1s	T_3	P_2	P_1^2	P_1^1
剖面数（条）	4	11	17	13	10	11
样品数（件）	24	34	62	141	55	81

注:统计数中不包括五彩湾和沙–帐凹陷。

(六) 排烃系数和聚集系数

油气运移和聚集是一个很复杂的过程，受"生、储、盖、圈、保"条件和沉积构造发展史

等因素影响，所以，在勘探程度低的盆地确定排烃和聚集系数是很困难的。因此，我们根据国内外几个勘探程度较高的盆地进行地质类比，参考了二类二型生油凹陷的排聚系数3%～5%的范围作为控制数。然后依据生油层组热成熟度的变化情况，即“生油层位愈老，成熟度愈高，排烃量愈大，排出系数也大，散失量也大，聚集系数变小”的原则，对各生油层组排、聚系数进行了调整。

南缘东部博格达山前凹陷、吉木萨尔凹陷、阜康凹陷和昌吉坳陷的上二叠统生油岩（以油页岩为主），考虑到该层组对烃类吸附能力强，排烃困难，故将上述几个生油凹陷的排烃系数降低为0.1～0.2。

三、石油资源量及其分布

（一）石油资源量

1.方法

根据现有资料的实际情况，采用氯仿沥青“A”法和热解模拟法。

2.对象

全盆地6个生油层组（$E_{2-3}a$、J_1s、T_3、P_2、P_1^2、P_1^1）16个生油凹陷。

3.步骤

将每个生油凹陷内叠合的生油层数，分别按暗色泥岩等厚线所夹面积作为基础计算单元，全盆地共划分109个计算单元。然后，给出邻近资料点的氯仿沥青“A”含量和热解资料。为了使两种计算方法有可比性，以便互相验证，使基本计算单元体积相同、资料点基本相同，而氯仿沥青“A”和热解资料的数量视资料的实际情况而不同。

4.计算

热解模拟法用有机碳含量和热解资料，直接计算出生油量。氯仿沥青“A”法即用氯仿沥青“A”含量，直接计算出残余生油量后，再根据类比和统计分析确定的排出系数，计算出总生油量及排出量。两种方法计算结果接近，说明方法可行，结果可信。

5.结果

为了使资源量取值更加合理，最后，选用氯仿沥青“A”法，使用蒙特卡洛法程序在SUN6800机UNIX系统下完成计算，以50%的概率值作为最终计算结果。

各生油层组的资源量，见表2-11-4。分布情况如下。

下第三系安集海河组（$E_{2-3}a$）：资源量占总资源量的1.77%。

侏罗系下统三工河组（J_1s）：资源量占总资源量的5.88%。

三叠系上统（T_3）：生油量为107.67亿吨，资源量占总资源量的4.50%。

二叠系上统（P_2）：生油量为1326.85亿吨，资源量占总资源量的43.05%。

二叠系下统（P_1^2）：生油量为306.23亿吨，资源量占总资源量的14.63%。

二叠系下统（P_1^1）：生油量为748.69亿吨，资源量占总资源量的30.17%。

二叠系3个层组资源量占全盆地总资源量的88%，为盆地的主要生油层。

（二）生油凹陷中石油资源量的分布

16个生油凹陷叠合着不同的生油层组，其各凹陷石油资源量见表2-11-5。昌吉凹陷叠合着4个生油层组，石油资源量最大，占总资源量的36.50%；其次是玛湖凹陷，叠合着5个生油层组，占总资源量的20.72%；博格达山前凹陷叠合着4个生油层组，占总资源量的9.48%；安集海凹陷叠合着3个生油层组，占总资源量的7.38%；盆1井凹陷叠合着5个生油层组，占总资源量的7.64%；阜康凹陷叠合着3个生油层组，占总资源量的6.78%。其

他凹陷资源量相对较小。

表 2-11-4 准噶尔盆地各生油层组石油资源分布预测汇总表

层位	面积 (km^2)	厚度 (km)	体积 (km^3)	密度 ($10^8t/km^3$)	氯仿沥青"A"平均含量 (%)	总生油量 (10^8t)			远景资源量(%)	
						热解法	氯仿沥青"A"法		热解法	氯仿沥青"A"法
							众数	中位值		中位值
$E_{2-3}a$	7450	0.2～0.385	2380	23.2	0.0586	29.69	38.33	37.04	1.50	1.77
J_1s	39001	0.15～0.4	10991	26.22	0.044	120.53	139.69	142.54	5.31	5.88
T_3	41510	0.15～0.35	7783	26.54	0.0532	66.87	102.59	107.67	2.90	4.50
P_2	24174.4	0.3～1.20	19228	25.34	0.2662	1213.06	1369.52	1326.85	43.84	43.05
P_1^2	9400	0.4～0.55	4783	26.26	0.1940	334.55	310.76	306.23	16.84	14.63
P_1^1	25250	0.1～0.6	8187	26.26	0.2643	671.36	719.69	748.69	29.56	30.17
总计	146785		53352			2436.06	2680.58	2669.02	100	100

表 2-11-5 准噶尔盆地各生油坳（凹）陷石油资源分布预测汇总表

生油凹陷	面积 (km^2)	体积 (km^3)	生油层组	总生油量(10^8t)			资源量(%)	
				热解法	氯仿沥青"A"法		热解法	氯仿沥青"A"法
					众数	中位值		中位值
乌—夏	450	450	P_2	3.99	7.05	5.27	0.18	0.21
玛湖	23070	9727.3	J_1s、T_3、P_2、P_1^2、P_1^1	494.06	477.08	465.93	23.28	20.72
盆 1 井	14271	4551.5	J_1s、T_3、P_2、P_1^2、P_1^1	164.62	173.57	172.00	7.86	7.64
漠区	16010	4146	J_1s、T_3、P_2	64.10	109.44	111.75	2.85	4.41
四棵树	1000	260	$E_{2-3}a$	1.04	2.73	2.63	0.06	0.12
安集海	25670	13180.8	$E_{2-3}a$、J_1s、P_2	141.6	194.16	171.79	6.47	7.38
昌吉	43980	14496.1	J_1s、T_3、P_2、P_1^1	961.69	1047.37	1098.13	35.74	36.50
博格达山前	5440	2531.5	J_1s、T_3、P_2、P_1^1	316.36	287.11	275.11	11.44	9.48
阜康	9670	2457	J_1s、P_2、P_1^1	126.21	210.91	188.82	5.09	6.78
吉木萨尔	410	355	P_2	20.09	28.09	38.21	0.67	1.17
五彩湾	883.6	174.95	P_2	27.90	26.26	26.20	1.25	1.04
沙—帐	1010.8	249.7	P_2	65.69	65.24	62.72	2.94	2.46
基南	280	64.4	J_1s	1.01	1.50	1.33	0.45	0.06
陆南	1500	225	J_1s	4.35	5.44	5.56	0.19	0.23
石西	170	51	P_2	2.02	0.43	0.34	0.089	0.01
乌伦古	2970	431.5	T_3、P_2	41.33	44.20	43.23	1.85	1.74
总计	146785.4	53352.0		2436	2681	2669	100	100

第二节　圈闭法石油远景资源预测

准噶尔盆地属多旋回盆地，经历了晚海西到喜马拉雅运动，形成多种类型的圈闭。我们在盆地北部、东部和南缘早期油气评价区，筛选了 73 个圈闭，西北缘 12 个圈闭，共计 85 个各类圈闭进行了资源量和风险储量的计算，并进行了分类排队。

一、计算公式

$$Q = S \cdot F \cdot H \cdot K \quad (6)$$

$$Q' = S' \cdot H \cdot K \quad (7)$$

式中　Q——圈闭法远景资源量，千吨；

S——圈闭面积，平方千米；

F——圈闭充满度，%；

H——油层厚度，米；

K——单储系数，万吨／千米^2，为ϕ · $(1-S_w)$ · d · B^{-1}；

S'——含油面积，平方千米；

ϕ——孔隙度，%；

d——地面原油相对密度；

$(1-S_w)$——含油饱和度，%；

B^{-1}——体积系数的倒数，小数。

对早期评价区 73 个圈闭全部采用公式（6），已勘探开发区 12 个圈闭采用公式（7）。

二、参数构成

（一）圈闭面积（S）

在构造图上取碾平面积。无构造图时取地面地层圈闭的二分之一面积作参考。

（二）圈闭充满度（F）

圈闭充满度是一个几乎和所有地质条件相关的参数。而在类比中只能由较为单一的主要相关因素出发。据统计，圈闭充满度在各项地质条件中与生油岩厚度关系最为密切，呈一定的线性关系。由此拟定了评价区内圈闭充满度构成表 2-11-6。

对西北缘地区，则直接采用克—乌油区各断块、各层系的统计值进行类比，见表 2-11-7。

（三）油层厚度（H）

油层厚度不仅决定于储集层的发育程度，且主要取决于圈闭所处位置、圈闭幅度以及油气藏的保存条件等。它是通过直接统计和间接计算而定值，再通过圈闭所处地质条件的相似而类比选值。

盆地东部沙—帐地区已多井出油，故通过电测解释、单层试油成果取值，再与岩相图结合，确定各圈闭区间选值(表 2-11-8)。盆地南缘山前区，对侏罗系及第三系储集层是根据齐古和独山子油田统计得出结果加以借用(表 2-11-9)。但对已知油田相距甚远的而地质条



件差异甚大的圈闭，则据江汉油田的统计经验公式定值。

表 2-11-6　圈闭充满度构成表

圈闭类型	生油岩厚度（m）	圈闭充满度(%)
背斜型	＞800	65～95
	601～800	45～95
	501～600	38～95
	401～500	25～90
	300～400	15～65
	＜300	0～45
半背斜 断块断鼻	＞1000	45～95
	501～1000	15～65
	300～500	0～45
	＜300	0～25
基岩型		采用 15%

表 2-11-7　西北缘油区充满度统计表

区块	层位	充满系数(%)		
		极小值	中值	极大值
湖湾区	T_2^1	44.9	58.1	77.5
五一八区	T_2^1	32.6	32.7	32.8
六一七区	T_2^1	44.3	62.5	80.7
湖湾区	T_2^2	8.1	37.5	44.9
六一七区	T_2^2	20.75	55.78	90.8
油区	C	35	39.4	50.0

$$H = H_r \cdot S_d \cdot H_k \cdot K_e$$

式中　H——油层厚度，米；

H_r——储集层层段总厚度，米；

S_d——砂岩百分比含量，%；

H_k——油层有效厚度系数（取 33.3%～16.4%）；

K_e——油藏经验系数（层状油藏取值 67%）。

表 2-11-8　盆地东部油层厚度统计表

地层及油层厚度(电测钻井、试油资料)	地层	油层厚度(m)			备注
		极大	中值	极小	
	J				北部侏罗系地层油层厚度用公式：$H=H_r\cdot S_d\cdot H_k\cdot K$ 确定
沙—帐地区电测解释油层厚度 38m 北 4 井试油厚度 19m 彩 1 井电测解释油层厚度 18.5m	T	38	19	18.5	北部、腹部地区油层厚度用公式：$H=H_r\cdot S_d\cdot H_k\cdot K$ 确定
火南 1 井试油厚度 30.4m 大 1 井试油厚度 30m 火南 6 井试油厚度 9.6m	P	30.4	23	9.6	
一区油层厚 45m J188 油层厚 26.2m 八区油层厚 9.9m	C	45	26.2	9.9	

表 2-11-9　盆地南缘油层厚度统计构成表

构造名称	目的层位	地层厚度(m)	砂岩百分数(%)			H_r (%)	K (%)	计算的油层厚度(m)			以往储量计算所用厚度均值(m)
			最大值	中值	最小值			最大值	中值	最小值	
齐古背斜	J_2x	375	68	51	43	16.4	66.7	27.9	20.9	17.6	22.65
	J_2x	296	68	51	43	16.4	66.7	22.0	16.5	13.9	19.2
	J_1s	461	68	51	43	16.4	66.7	34.3	25。7	21.7	26.0
独山子背斜	N_1t	376	45	35	15	25	66.7	28.2	21.9	9.4	60±
	E_3–N_1s	518	45	40	20	25	66.7	38.9	34.5	17.3	60±

(四) 单储系数 (K)

单储系数直接取决于原油性质、原始地下体积系数及储集层的孔隙度和原油饱和度。计算取值是根据盆地内已知油区统计结果(表 2-11-10、表 2-11-11)。

三、圈闭法远景资源量及其分布

对盆地中评价的 85 个圈闭全部采用蒙特卡洛法计算。算出每个圈闭各单层的资源量，然后给以地质把握系数求出风险储量，再聚类排队，定出名次级别(表 2-11-12、表 2-11-13)。

(一) 圈闭法远景资源量

①盆地东部、北部、南缘 73 个圈闭算了资源量。

表 2-11-10　盆地北部、中部、南缘单储系数构成表

区　　块	层系	单储系数 $[10^4t/(km^2 \cdot m)]$	单储系数选值 $[10^4t/(km^2 \cdot m)]$
克(拉玛依)—百(口泉)油田	J	7.4	最大值 7.4，中值 5.24，最小值 4.98
齐古油田		5.24～4.98	
七中区	T_2^1	8.9923	最大值 8.826，中值 6.329，最小值 6.302
七中区	T_2^2	8.826	
Bd_1 区	T_2^2	6.329	
Bd_2 区	T_2^1	6.302	
火烧山构造	P	7.909	最大值 7.909，中值 7.764，最小值 4.524
火南构造		7.764	
克—百油区		4.524	
一区	C	4.330	最大值 4.38，中值 4.102，最小值 3.856
七中区		4.380	
八区		3.856	
Bd_3 区		4.102	
九区		4.14～3.27	

表 2-11-11　西北缘单储系数统计表

区　　块	层系	单储系数 $[10^4t/(km^2 \cdot m)]$			区块	层系	单储系数 $[10^4t/(km^2 \cdot m)]$		
		极小值	中值	极大值			极小值	中值	极大值
七、八、十区	J_1b	7.4	8.67	9.94	四区	T_2^1	0.94	8.77	16.6
一、二区	T_2^2	8.82	10.48	12.21	六、七区	T_2^1	6.47	9.19	11.17
三区	T_2^2	8.77	10.73	12.15	J188 区	T_2^1		5.7	
四区	T_2^2	10.02	10.08	10.13	百口泉区	T_2^1	5.28	11.84	20.49
五、八区	T_2^2	4.604	6.53	8.52	红山嘴区	T_2^1	7.21	8.68	10.65
六、七区	T_2^2	8.95	10.06	11.57	五、八区	T_2^1	4.28	7.05	9.08
J188 区	T_2^2		6.93		油区	T_1	5.27	5.63	18.47
一、二区	T_2^1	7.36	9.25	11.6	油区	P	3.34	3.93	4.524
三区	T_2^1	7.91	9.8	11.13	油区	C	3.27	4.24	5.45

表 2-11-12　准噶尔盆地东部、北部和南缘圈闭排队、聚类表①

圈闭名称	类型	层　　位	面积 (km^2)	排队	聚类
Ⅷ号断块	断块	T^{t1}、P^{t2}、C	112.8	1	Ⅰ
Ⅳ号断块	断块	T^{t1}、P^{t2}、C	131.6	2	Ⅰ
Ⅶ号断块	断块	T^{t1}、P^{t2}、C	188.4	3	Ⅰ
石南 3 号背斜	短轴背斜	T^{t1}、P^{t2}	288.8	4	Ⅰ
Ⅱ号断块	断块	T^{t1}、P^{t2}、C	154	5	Ⅱ
Ⅵ号断块	断块	T^{t1}、P^{t2}、C	70	6	Ⅱ
Ⅴ号断块	断块	T^{t1}、P^{t2}、C	66	7	Ⅱ
沙丘背斜	穹隆	P^{t2}、C	144	8	Ⅱ
齐古背斜	长轴背斜	J_2^1、T_2x、J_1–T	20	9	Ⅱ
北 4 井断鼻	断鼻	T^{t1}、P^{t2}	17.5	10	Ⅱ
独山子背斜	长轴背斜、断鼻	N_1t、E_3–N_1s	9.2	11	Ⅱ
霍尔果斯背斜	长轴背斜	E_3–N_1、J	30.8	12	Ⅱ
喀拉扎背斜	短轴背斜	J_1、T_{1-2}	23.5	13	Ⅱ
火南 3 井背斜	穹隆	P^{t2}、C	4.5	14	Ⅱ
古牧地背斜	短轴背斜	J_1s、J_1b、T_{1-3}、C_{2+3}	10	15	Ⅱ
火烧山背斜	短轴背斜	P^{t2}	18.1	16	Ⅱ
火南背斜	短轴背斜	P^{t2}	16.5	17	Ⅱ
帐 2 号背斜	短轴背斜	P^{t2} C	82.3	18	Ⅱ
吐谷鲁背斜	长轴背斜	J_2t、J_2x	82	19	Ⅱ
Ⅸ号断块	断块	P^{t2} C	100	20	Ⅱ
石南 3 号西背斜	半背斜、背斜	T^{t1}、P^{t2}	113.2	21	Ⅱ
玛纳斯背斜	长轴背斜	J_2t、J_2x	68	22	Ⅱ
西湖背斜	短轴背斜	E_3–N_1、J	60	23	Ⅱ

①地层代号右上角者,为地震层序层代号。

②盆地西北缘油区和外围探区总计 10 个圈闭区（评价 12 个圈闭）计算了稀油控制储量和预测储量及稠油控制储量和预测储量(表 2-11-13)。



续表 2-11-12

圈闭名称	类型	层位	面积(km²)	排队	聚类
北 12 井断鼻	断鼻	T^{t1}、P^{t2}	158.8	24	Ⅱ
七道湾背斜	长轴背斜	T_{1-2}、P_2	14	25	Ⅱ
吕吉背斜	短轴背斜	J_1s、J_1b、T_{1-2}	16	26	Ⅱ
安集海背斜	长轴背斜	N_1t、E_3–N_1	33	27	Ⅱ
西山背斜	长轴背斜	J_1、T_{1-2}	7.5	28	Ⅱ
北三台构造	秃顶构造	T^{t1}、P^{t2}	197.6	29	Ⅱ
南小渠子背斜	短轴背斜	T_{1-2}、P_2	12.5	30	Ⅲ
北小渠子背斜	穹隆	T_{1-2}、P_2	7	31	Ⅲ
煤系背斜	短轴背斜	T_{1-2}、P_2	2.2	32	Ⅲ
三个泉西背斜	短轴背斜	J^{t1}、T^{t1}	74.4	33	Ⅲ
阜康背斜	长轴背斜	T_{1-2}、P_2	5	34	Ⅲ
09 断块	断块	T^{t1}、P^{t2}	81.2	35	Ⅲ
卡因迪克	鼻状背斜	E_3–N_1、J	5.3	36	Ⅲ
阿克地背斜	长轴背斜	J_1s、J_1b、T_{1-2}	5	37	Ⅲ
02 断块	断块	T^{t1}、P^{t2}	71	38	Ⅲ
将军沟背斜	长轴背斜	J_2^1、J_1s、J_1b	0.6	39	Ⅲ
三个泉背斜	半背斜	J^{t1}、T^{t1}	108	40	Ⅲ
沙东断块	断块	P^{t2-1}	31.1	41	Ⅲ
X 号断块	断块	P^{t2}、C	40	42	Ⅲ
屏风山断块	断块	P^{t2}	36	43	Ⅲ
北 7 井背斜	短轴背斜	T^{t1}、P^{t2}	9.2	44	Ⅲ
北 1 井西断块	断块	P^{t2}	44.8	45	Ⅲ
沙南背斜	短轴背斜	P^{t2}	63.6	46	Ⅲ
三个泉东断鼻	断鼻	J^{t1}、T^{t1}	71.2	47	Ⅲ
南托斯台背斜	长轴背斜	J_1s、J_1b	1.8	48	Ⅲ



续表 2-11-12

圈闭名称	类型	层位	面积 (km^2)	排队	聚类
碱水沟背斜	短轴背斜	P^{t2}	92	49	Ⅲ
石英滩背斜	长轴背斜	T^{t1}	138	50	Ⅲ
盐池背斜	穹隆半背斜	T^{t1}、P^{t2}	22.8	51	Ⅲ
沙西断块	断块	P^{t2}	20	52	Ⅲ
北四井西南断块	断块	P^{t1}、P^{t2}	9.6	53	Ⅲ
陆南 1 号背斜	短轴背斜	T^{t1}	56	54	Ⅲ
南阜康鼻状背斜	鼻状背斜	T_{1-2}、P_2	4.5	55	Ⅲ
火东断块	断块	P^{t2}	16.5	56	Ⅲ
冒烟山—北吉尔加背斜	长轴背斜	J_1s、J_1b	1.0	57	Ⅲ
清水河鼻状构造	鼻状背斜	J_1s、J_1b	10	58	Ⅲ
呼图壁背斜	长轴背斜	E_3–N_1	60	59	Ⅲ
陆南 2 号背斜	长轴背斜	T^{t1}	42.8	60	Ⅲ
南安集海背斜	长轴背斜	T_{1-2}	8	61	Ⅲ
石南 2 号断鼻	断鼻	P^{t2}	56	62	Ⅲ
沙南断块	断块	P^{t2}	150	63	Ⅲ
天蓬沟背斜	长轴背斜	P_2	12.5	64	Ⅲ
黄草湖断鼻	断鼻	P^{t2}	142	65	Ⅲ
陆南 3 号背斜	短轴背斜	T^{t1}	40.8	66	Ⅲ
第二东托斯台背斜	长轴背斜	J_1s、J_1b	1.6	67	Ⅲ
第一东托斯台背斜	短轴背斜	J_1s、J_1b	0.8	68	Ⅲ
05 断块	断块	T^{t1}	347.6	69	Ⅲ
三个泉北断鼻	断鼻	P^{t2}	96.4	70	Ⅲ
北托斯台背斜	长轴背斜	J_1b	2.1	71	Ⅲ
北阿尔钦沟背斜	长轴背斜	J_1b	0.8	72	Ⅲ
将军庙半背斜	半背斜	P^{t2}	24.8	73	Ⅲ



表 2-11-13　准噶尔盆地西北缘圈闭排队、聚类表

圈闭名称	类型	层　位	面积 (km^2)	排队	聚类
红—车断裂带	断块	C 顶	260	1	Ⅰ
风 3 井背斜	断背斜	P_1f、P_2x	21	2	Ⅰ
红—拐断块	断块	P_1	60	3	Ⅰ
乌 17 井断块	断块	P_2ur、T	12	4	Ⅱ
风 5 井背斜	背斜	P_1s、P_2x	10.5	5	Ⅱ
风 14 井断鼻	断鼻	P_1f、P_2x	4.58	6	Ⅱ
车 31 井断块	断块	C 顶	21.6	7	Ⅱ
夏子街北高点	断背斜	P_1f、P_2x	8.4	8	Ⅱ
夏子街西高点	断背斜	P_1f、P_2x	12.5	9	Ⅱ
车 21 井断块	断块	C 顶	25.4	10	Ⅱ
夏子街南高点	断鼻	P_1f、P_2x	6	11	Ⅱ
乌 3 井断块	断块	T	13	12	Ⅱ

（二）圈闭法远景资源量分布

统计结果表明：二叠系、三叠系是盆地的主力油层，主要分布在三台凸起、沙帐—北三台地区及车排子圈闭区；侏罗系集中分布在南缘；石炭系集中分布在三台凸起及西北缘各圈闭区；第三系则集中分布在安集海以西的山前区。各大区的资源量分布情况见表 2-11-14、表 2-11-15。

表 2-11-14　盆地东部、北部、乌鲁木齐山前坳陷资源量分布情况简表

区　块	占总资源量百分数	占总风险储量百分数
乌鲁木齐山前坳陷	63.62	71.41
沙—奇隆起区	21.56	15.89
北部	14.82	12.70
总计	100.00	100.00

表 2-11-15　西北缘稀油、稠油资源潜力分布情况简表

单位%

序号	圈闭区	稀油		稠油	
		控制储量	预测储量	控制储量	预测储量
1	车排子区	12.80	42.88		
2	红山嘴区	14.17	40.51	7.58	64.05
3	湖湾区	6.38		17.47	21.05
4	五—八区	28.50			
5	六—七区	2.98		13.78	
6	九—十区	14.02	3.81	21.73	
7	百口泉组	4.89	6.14		
8	风成城区	9.61	0.71	39.83	
9	夏 21 井区	2.81	0.74		
10	夏子街背斜区	3.85	5.21		14.90
合计	西北缘	100	100	100	100

第三节 勘探方向

准噶尔盆地油气资源十分丰富，盆地有6个生油气层组。由于油藏形成后遭受破坏使油气散失，估算其散失量约为28亿吨。盆地尚有可观的最终可探明地质储量的最大期望值。另外，据波捷梁也夫统计回归方法，利用储量集中系数与区域性沉积间断次数的经验公式，计算出盆地内可集中的最终可探明地质储量作为乐观的估计。再用全盆地已探明储量加西北缘预测储量和盆地圈闭风险储量，作为盆地内最终可探明地质储量的最小值。上述推算说明盆地石油资源潜力还很大，找油的前景是乐观的。

天然气总资源量预测（见第八章）天然气总资源量中，上二叠统和侏罗系天然气资源量占总资源量的87.12%，是盆地主要气源层。

目前发现的天然气藏数目不多，其储量仅占资源量的很小一部分，说明盆地天然气勘探仍处在初期阶段。

由于盆地内勘探程度低，盆地腹部地震测线稀少，发现的圈闭也少。目前所发现的圈闭主要分布在周边断裂带上。采用综合效用值排队法以及模糊聚类分类方法，从地质和经济两个方面对盆地85个含油圈闭和59个含气圈闭进行了综合分析，指出了以下几个油气勘探有利地区。

一、盆地西北缘有利地区

除已证实的西北缘克—夏断阶带为一级含油气最有利地区外，还有中拐鼻隆和车排子地区。

（一）中拐鼻隆

位于盆地西部，与西北缘冲断带毗连。鼻隆之形态，北翼平缓，南翼由红3井东侧断裂形成二叠、三叠系明显的落差和侏罗系的挠曲，是一个向东南倾没的宽缓巨型鼻状构造。长轴约80千米，宽轴约40千米，面积约3000平方千米。该鼻隆形成于石炭纪末期，上二叠统超覆沉积于鼻隆之上，与下伏石炭系呈交角不整合接触。三叠—白垩系披覆其上，隆起幅度较小。它被玛湖、盆1井及其南的昌吉生油气凹陷所包围，油气源充足，油气可沿不整合面和断裂向隆起高部位运移。50年代钻探的221、225、124、295、297等井，在进入石炭系时，曾发现多次油气侵；124、107井的三叠系油气显示也很活跃；568井取出的安山玢岩岩芯，晶洞外渗轻质原油；562井试油，获12立方米油流。推测本区由于石炭系暴露时间长，风化淋滤作用可使火山岩及火山碎屑岩形成次生储集空间；三叠系盖层发育，可以寻找其下的不整合岩性油气藏。

1991年中拐鼻隆上钻的拐4井，在井深2200米中侏罗统西山窑组（J_2x）中途测试获工业油流，证实了鼻隆含油气的光辉前景。

（二）车排子地区

由车排子凸起、红—车断褶带、车西南断褶带三部分组成。从找油、气角度讲，以后两部分为最有利。红—车断裂下盘小拐三角区也是有利地区.

1.车排子凸起

指车前断裂以西的古隆起区，面积约4600平方千米。该隆起基底为石炭系、泥盆—奥陶系，车13井已钻揭925米，岩性为晶屑玻屑凝灰岩、轻变质泥岩夹辉绿岩、闪长岩岩

脉，盖层为白垩系吐谷鲁组、第三系塔西河组—第四系，厚0～3500米。地层由老到新逐层超覆。基底是一个向东南倾的大斜坡，白垩系呈向南东倾的单斜。近年来完钻6口井，取芯见油迹或干沥青。车13井试油4层，均为干层。这与本凸起暴露时间长、离油源远、储集层岩性差有关，是本区最差的区块。

2.红—车断褶带

属西北缘冲断带的南段，长约100千米，平均宽20千米，面积约2000平方千米。基底为石炭系，可分为3个岩性段：下部火山岩段、中部砾岩段和上部砂泥岩段。盖层为二叠系—第四系，厚800～3500米。其中：二叠系分布于小拐断裂以东及五星镇断凹，为一套紫褐色泥质砾岩、灰色砂砾岩；三叠系分布于小拐断裂以东，残余厚度一般小于100米；侏罗系分布范围较三叠系大；白垩系在车浅1-15井一带尖灭；第三系分布较广；沙湾组在车4井—红1井一带尖灭；塔西河组在车浅13井附近尖灭。

红—车断褶带的断层大体可分为两组：一组近南北向，主要为车前断裂、小拐断裂和红—车断裂。剖面上均为上陡下缓、倾角30°～50°、断面西倾的逆断层；另一组近东西向，主要有红2井东侧断裂、车排子断裂；平面上它切割了第一组断裂，剖面上断面南倾，倾角50°左右。

本区已有8口井在石炭系获工业油、气流；车2井试油，在侏罗系获较高产量油流；车30井获高产气流。本区临近二叠系生油气凹陷，油源充足，又有三叠系和侏罗系目的层，可寻找构造岩性油气藏、断层、地层封闭油气藏。

3.小拐三角区

在构造上，属昌吉坳陷的西北端；西侧以红—车断裂为界，北侧以中拐鼻隆南翼为界。由于昌吉坳陷二叠—侏罗系有良好生油气条件，而本区又处于坳陷上倾部位，是油气运移聚集的有利场所。在H8107、H8108、H8301、H8431、H8432等测线的地震反射剖面上，二叠系有平点显示，可能是油、气界面的反应。对H8432、H8431剖面的层速度分析中，在强反射层和其下0.3秒区间存在低速区，也是油气存在的间接标志。从平点出现区到断裂，圈闭面积约50～60平方千米。

4.车西南断褶带

指拉巴断裂和扎勒山断裂之间的北西向狭长地带，宽约25千米，面积2700平方千米。基底属奥陶系—泥盆系，沉积盖层为侏罗系—第四系。重磁力资料反映有串珠状重力高分布。西北端为艾比湖隆起，东南端即卡因迪克构造。基底埋深在艾比湖为3500米，卡因迪克为4600米。从现有资料看，卡因迪克为早期断开、晚期褶皱的白垩系—第三系平缓背斜。四棵树凹陷内生油气源层为侏罗系煤系，油气源中心处于东侧。在西侧完钻的四参1井有油气显示。在东侧的托斯台、卡因迪克、西湖、独山子一带有可能找到侏罗系断裂遮挡油气藏与白垩系以上背斜油藏。

二、盆地东部有利地区

（一）最有利地区

1.沙东断块—火烧山背斜—火南背斜

为沙—帐地区相对较低的构造带，面积150平方千米。火烧山背斜已探明并投入开发，火南背斜在平地泉组获得工业油流。今后，将继续扩大含油面积，寻找自生自储构造油气藏。

2.北三台构造四周

北三台凸起周围5500平方千米范围内为勘探重点，先后在西地构造、北12井断鼻、台

3、北16井区和西南斜坡获得了工业油流和大量油气显示，成为继火烧山油田之后近期拿下较大储量的地区。

3.三台凸起

位于乌鲁木齐以东的山前凹陷内，由阜康断裂和三台断裂所夹持，形成一个巨型的潜伏断鼻。东宽西窄，东高西低，东西长约130千米，南北宽5～20千米，面积约1000平方千米。该带北面为昌吉坳陷和吉木萨尔凹陷，南面是博格达山前凹陷，二叠系和侏罗系油气源丰富。目前已在该带中段台3井区及小泉沟背斜，获得工业性油流和高产气流。该带是寻找潜山—断块复合型油、气藏的有利地区。

(二) 较有利地区

1.五彩湾地区

彩参1井在下石炭统巴塔玛依内山组（C_1b）火山岩内，获得低产天然气和少量凝析油，属煤成油、气。彩3、彩4井有良好油气显示，是值得进一步勘探的地区。

2.石树沟凹陷西坡

平地泉组（P_2p）保存厚度较少，西侧紧靠帐—北断褶，局部可形成断层圈闭。

3.沙丘、青疙瘩地区

东西紧邻吉木萨尔和阜康两个生油、气凹陷，圈闭条件好，南部北12井出油。沙丘南翼低部位和北翼下盘封闭好的断鼻，是不可忽视的地区。青疙瘩断裂下盘的封闭断鼻也具有类似条件。

4.阜康—小渠子地区

属乌鲁木齐地区构造群，东西长110千米，南北宽20～30千米，面积约3000平方千米。有15个地面构造。已在古牧地，七道湾，煤系，西山，南、北小渠子，喀拉扎构造上钻探井24口，最大井深2260米，三叠系均未钻穿。除七道湾构造外，所钻探井均获得活跃的油气显示。古牧地5号井在三工河组（J_1s）中获小产量油流，小渠子的小3井在钻人八道湾组（J_1b）时发生气喷。该区处于盆地最深生油气凹陷的边部，具有4套生油气层，油气源条件最好，是一个有利的地区。

三、盆地南缘西部有利区

位于乌鲁木齐以西，东起头屯河，西至托托。在山前坳陷内有3个背斜带，30个构造。在东西长300千米、南北宽约30～50千米、面积约12000平方千米内展布。本区早在50年代就开展了全面的地质构造细测工作。1985年开始数字地震勘探，尚属概查程度。在50年代，钻过13个构造；共钻探井136口，发现和开发了独山子和齐古油田。1982年在西湖背斜钻了一口参数井，井深4155米，第三系安集海河组未钻穿。本区有多套生储盖组合，圈闭类型主要为背斜型。该井1990年试油见油流。加以地面油气苗显示十分活跃，第二、三排构造是找油、气最有利的领域。

此外，1991年在霍尔果斯背斜所钻霍8井，于中新统塔河组（N_1t）底部，试油获3.8立方米/日的工业油流（井深1700米）。

上述有利勘探地区在平面上的分布情况，见图2-11-3。

四、盆地腹部远景区

盆地腹部是一个文学化的地理概念，它包容了三个泉隆起带南斜坡、中央隆起的主体部位莫索湾凸起，以及与之相配位的漠区、盆1井凹陷，昌吉坳陷北部上倾边坡；为库尔班通

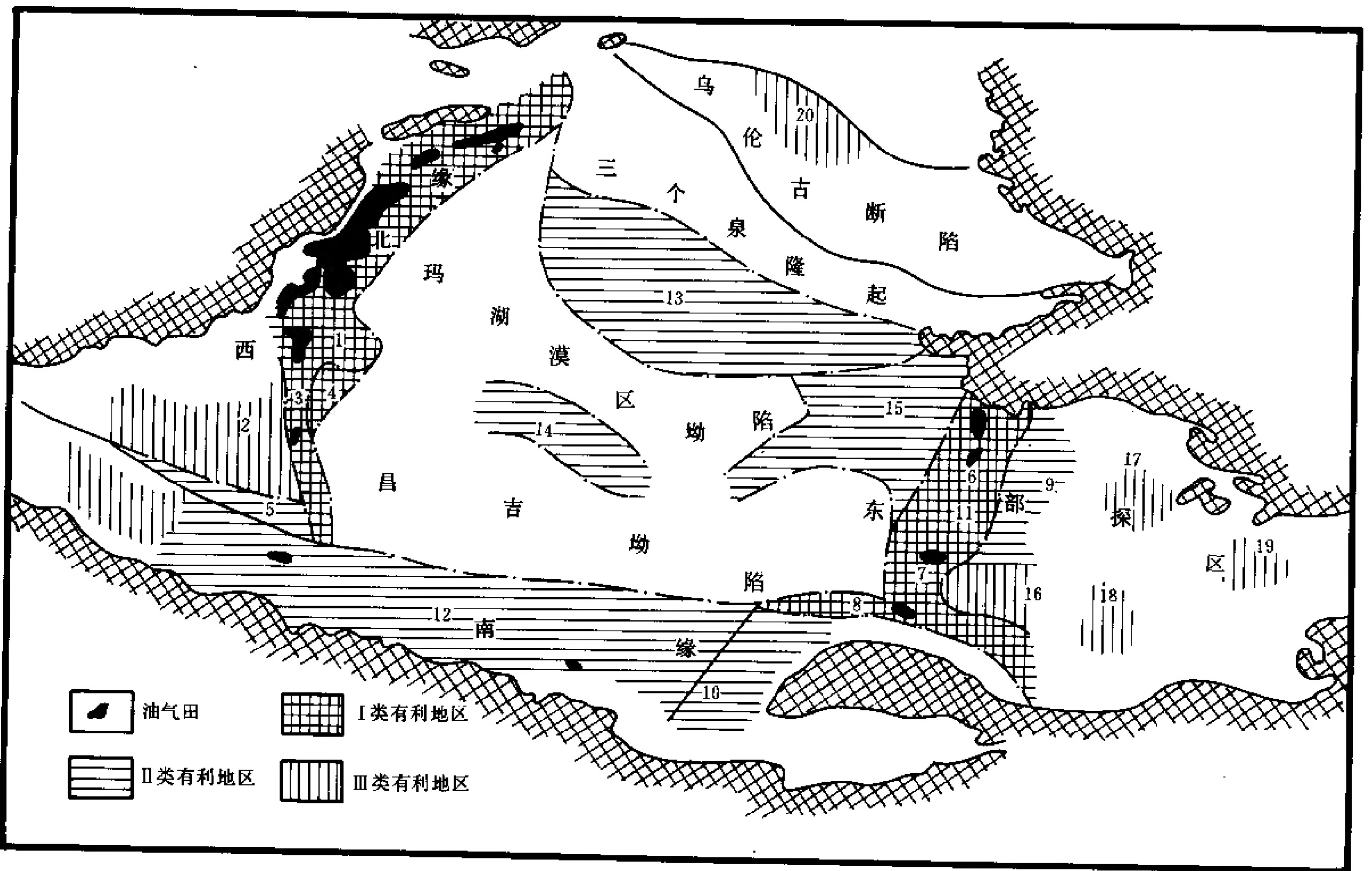


图 2-11-3　准噶尔盆地油气勘探评价图

1—中拐鼻隆；2—车排子凸起；3—红—车断褶带；4—小拐三角区；5—车西南断褶带；6—沙东—火烧山背斜；7—北三台构造；8—三台断隆带；9—石树沟凹陷西坡；10—阜康—小渠子地区；11—沙丘—青疙瘩地区；12—南缘西部；13—陆梁南斜坡；14—中央鼻隆区；15—五彩湾地区；16—吉木萨尔凹陷；17—石钱滩凹陷；18—古城凹陷；19—梧桐窝子凹陷；20—乌伦古断陷

古特沙漠覆盖的、面积约5万平方千米的地域。盆地腹部在漫长的地史时期，形成了最理想的凹隆相间配置、最好的保存条件、大而平缓的长垣背斜，是真正寻找大油气田的场所。多少年来由于技术手段和设备的落后，腹部工作甚少，很难对腹部做出客观评价，生油研究无直接依据，只能类比借用周边所取参数，圈闭评价纯属盲区，钻井仅了解白垩系以上地层。

近年来由于科技进步，对腹部的认识在广度和深度上出现了飞跃，特别是已开钻的盆参2井于4254～4442米侏罗系上部地层中发现了油气显示多层，取出含油岩芯18.6米，油源对比又属二叠系的信息，给予人们以下启示：

①盆地腹部的侏罗系有可能成为主要目的层之一，从所取含油岩芯为中粗砂岩疏松来看，人们不必担心腹部的储集层问题。

②盆地腹部广阔地区存在侧储、顶储和自生自储的多种配置关系，因之从二叠系起到侏罗系可能为多层组含油。

③莫索湾凸起、三个泉南斜坡、达巴松凸起将毫无疑义地应成为准噶尔盆地主攻方向，昌吉坳陷北部斜坡是潜在接替区。

盆地腹部的勘探只要坚定不移、全力以赴地进行下去，预计到1995年前后，人们期望已久的特大油气区将会成为现实，也只有突破盆地腹部，才能满足国民经济日益增长的需求。

1991年，中央隆起东端的白家海构造带（彩南地区）所钻彩参2井、彩8、9、10井都在侏罗系三工河组（J_1s）中都获得日产百吨以上的工业油气流（7毫米油嘴）。经油源对比，证实侏罗系为油源层。

参 考 文 献

王益娟等，1983，准噶尔盆地西北缘夏子街地区二叠—侏罗系储层物性及储层评价，新疆石油地质，第4卷第3期。

王仲侯，1981，克拉玛依油田八区油气水研究与油源重新探讨，新疆石油地质，第2卷第2期。

中国科学院新疆综合考察队等，1965，新疆地下水，科学出版社。

中国地质科学院地质研究所、新疆地矿局地质研究所，1986，新疆吉木萨尔大龙口二叠三叠纪地层及古生物群，地矿部地质专报二，地层古生物，第三号，地质出版社。

中国科学院古脊椎动物与古人类研究所，1987，新疆古脊椎动物化石和地层，科学出版社。

刘明高，1986，克拉玛依油田一区石炭系火山岩储层研究，新疆石油地质，第7卷第2期。

刘敬奎，1988，克拉玛依油田砾岩储集层研究，陆相碎屑岩油田开发，石油工业出版社。

刘敬奎，1988，砾岩储集层结构模态及储层评价探讨，陆相碎屑岩油田开发，石油工业出版社。

任明达等，1980，克拉玛依油田五区上乌尔禾组上乌三段岩相研究，新疆石油地质，第1卷第1期。

孙玉善，1988，火烧山油藏储层成岩后生变化及其含油特征，新疆石油地质，第9卷第1期。



陈岩，1988，克拉玛依油田一区石炭系火山玄武岩油藏剖析，新疆石油地质，第9卷第1期。

李建新，1988，准噶尔盆地南缘西部煤成油地化特征及其勘探有利地区，新疆石油地质，第9卷第4期。

李春昱、王荃，1982，我国北部边陲及邻区的古板块构造与欧亚大陆的形成，中国北方板块构造文集，第1集。

吴庆福，1985，哈萨克斯坦板块准噶尔板片演化探讨，新疆石油地质，第6卷第1期。

吴庆福，1985，准噶尔盆地南缘勘探预测，新疆石油地质，第6卷第2期。

吴虻，1981，八区下乌尔禾组储层孔隙结构特点分析，新疆石油地质，第2卷第1期。

吴虻，1983，准噶尔盆地西北缘检188断块三叠系—石炭系储层特征及高产带分布探讨，新疆石油地质，第4卷第4期。

杨瑞麒等，1984，百口泉油田开发方案的编制和实施，新疆石油地质，第5卷第4期。

杨斌、贺洪义，1979，克拉玛依原油有机地球化学的某些特征，新疆石油地质，第3卷第1期。

杨斌，1982，准噶尔盆地生油岩评价，新疆石油地质，第3卷第2期。

杨斌、支家生，1984，克拉玛依油区原油运移方向研究及油源区的推测，新疆石油地质，第5卷第1期。

杨斌等，1985，艾参1井有机质热演化特征与生油门限的确定，石油与天然气地质，第6卷第4期。

杨斌、杨坚强，1988，克拉玛依原油的生物降解作用，地球化学，第7卷第2期。

杨斌、李建新，1989，准噶尔盆地油气生成与运移，中国含油气盆地烃源岩评价，石油工业出版社。

张纪易，1980，克拉玛依洪积扇粗碎屑储集体，新疆石油地质，第1卷第1期。

赵喜进，1982，我国北部中、新生代脊椎动物化石及其地层新见，中国科学院石油地球科学学术会议论文集，科学出版社。

晋惠娟等，1989，准噶尔盆地晚古生代浊流及其他重力流沉积，沉积学报增刊，科学出版社。

彭希龄等，1983，新疆北部脊椎动物化石层位及其有关问题的讨论，新疆地质，第1卷第1期。

新疆地矿局、新疆石油管理局表册编写组，1981，西北地区区域地层表新疆维吾尔自治区分册，地质出版社。

新疆地矿局、新疆石油管理局表册编写组，1983，西北地区古生物图册新疆维吾尔自治区分册，地质出版社。

魏景明，1982，新疆晚二叠世—中、新生代软体双壳类动物化石组合序列及其对地层时代划分、对比和古气候的意义，新疆石油地质，第3卷第1期。

魏景明，1989，准噶尔盆地东北部晚白垩世淡水软体动物群及其地层意义，古生物学报，第28卷第4期，科学出版社。

A.G.柯林斯，1984，油田水地球化学，石油工业出版社。

B.A.苏林，1956，天然水系中的油田水，石油工业出版社。

Г.M.苏哈列夫，1959，油矿水文地质学，石油工业出版社。